QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Análise da Instalação de Filtros Harmônicos Passivos em Circuitos Secundários de Distribuição

C. Penna, ENERSUL e J. W. Resende, UFU

RESUMO

Este artigo apresenta as bases teóricas, os resultados práticos e os comentários relativos à instalação de 8 filtros sintonizados no lado de BT de 8 transformadores pertencentes a um alimentador em 13,8 kV.

PALAVRAS-CHAVE

Compensação harmônica, Filtros harmônicos, Medições harmônicas.

I. INTRODUÇÃO

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de um equipamento inédito, sob o ponto de vista de aplicação, para conexão junto aos circuitos secundários dos sistemas de distribuição. Trata-se de um filtro harmônico LC, sintonizado em frequências prejudiciais a vários elementos dos sistemas de energia como, por exemplo, equipamentos microprocessados instalados junto aos alimentadores de distribuição, cargas sensíveis, bancos de capacitores, etc.

Atualmente, algumas concessionárias brasileiras estão instalando capacitores de baixa tensão em circuitos secundários de distribuição. Esta medida, sem dúvida alguma, traz vários benefícios ao circuito como, por exemplo, diminuição do carregamento dos transformadores de distribuição, diminuição das perdas técnicas no segmento considerado, aumento do nível de tensão, melhoria do fator de potência, entre outros. Entretanto, todos estes benefícios se relacionam somente à frequência fundamental do sistema elétrico. Sob o ponto de vista harmônico, esta técnica pode se mostrar muito insatisfatória, principalmente, quando da ocorrência de ressonância paralela entre o capacitor instalado na baixa tensão e a indutância equivalente do sistema elétrico a montante, no caso, o transformador de distribuição.

Este trabalho foi integralmente apoiado pela Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (ENERSUL), a quem agradecemos.

C. Penna é Mestre em Ciências pela Universidade Federal de Uberlândia e atualmente trabalha na Gerência de Desenvolvimento de Mercado da ENERSUL.

J. W. Resende é Ph.D pela University of Aberdeen (UK) e é professor da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, desde 1976.

Considerando-se um determinado circuito secundário do sistema de distribuição da ENERSUL, ao qual se encontra instalado um capacitor de baixa tensão (220 V) com uma potência de 10 kVAr, tem-se uma frequência de ressonância paralela em torno da harmônica de ordem 15, conforme pode ser observado na figura 1. Se uma corrente harmônica injetada por um equipamento perturbador corresponder à ordem da frequência de ressonância paralela, haverá o risco de sobretensões harmônicas, especialmente quando a rede operar com pouca carga. Estas sobretensões poderão danificar os capacitores, assim como as cargas sensíveis conectadas ao circuito. Para o caso de circuitos secundários de distribuição, os riscos se tornam ainda maiores quando a frequência de ressonância paralela se encontra entre 180 e 420 Hz.

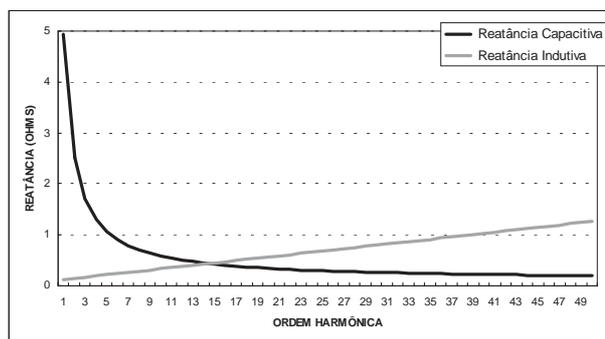



FIGURA 1 – Reatâncias do transformador e do capacitor em função da ordem harmônica.

Os benefícios esperados através da utilização do equipamento podem ser resumidos da seguinte forma:

- Funcionar como compensador de reativos na frequência fundamental (60 Hz);
- Capacidade de filtragem de correntes com frequências harmônicas;
- Proteção de capacitores instalados em baixa tensão contra ressonâncias paralelas;
- Redução de perdas pela geração de energia reativa na frequência fundamental e pela redução da corrente eficaz total circulante no circuito.

II. ETAPAS DO TRABALHO

O referido projeto foi dividido em 4 (etapas) etapas distintas, a saber:

ETAPA I – Desenvolvimento das bases teóricas refe-

rentes à teoria de filtros harmônicos aplicados a circuitos secundários de distribuição.

Nesta etapa foram desenvolvidas todas as bases teóricas pertinentes ao projeto. Para tanto, foram realizadas pesquisas bibliográficas para levantamento do estado da arte no desenvolvimento de filtros harmônicos passivos.

ETAPA II – Realização de campanha de medições em circuitos secundários para determinação de um alimentador que possua um conjunto de transformadores de distribuição com conteúdo harmônico na tensão secundária, que possa ser corrigido com os filtros a serem desenvolvidos. Como consequência desta etapa, pode-se obter um diagnóstico da qualidade da energia elétrica nos circuitos secundários de distribuição escolhidos, antes da aplicação dos filtros. Finalizando-se esta etapa, foi elaborado um primeiro relatório parcial contendo o diagnóstico decorrente da campanha de medidas.

ETAPA III – Desenvolvimento/montagem dos filtros harmônicos passivos a serem utilizados nos circuitos selecionados na etapa II deste trabalho.

Nesta etapa foram desenvolvidos e construídos os filtros para aplicação nos circuitos selecionados.. A figura 2 ilustra a configuração física do equipamento instalado em poste.

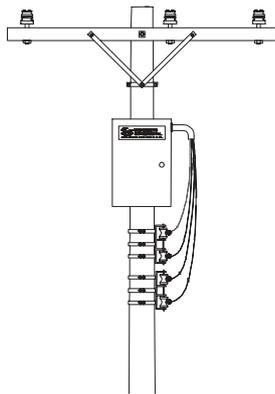



FIGURA 2 – Disposição física do equipamento instalado em poste de distribuição.

Os materiais utilizados para a construção de cada filtro foram, basicamente, uma unidade capacitiva trifásica, três reatores monofásicos, um disjuntor trifásico e vários acessórios elétricos.

As simulações computacionais foram desenvolvidas através de software específico, desenvolvido em ambiente MATLAB, no qual é possível a verificação da resposta do equipamento no circuito para as diversas configurações físicas passíveis de aplicação. O software permite, também, a simulação de circuitos secundários em termos de frequência fundamental e harmônicas.

A utilização do software foi de fundamental importância para a definição dos esquemas de proteção e manobra a serem adotados nos equipamentos.

ETAPA IV – Alocação dos filtros nos circuitos selecionados e realização de medições para verificação dos resultados alcançados em cada circuito.

Após a conexão dos equipamentos (filtros e medidores) foi realizado o acompanhamento das principais grandezas envolvidas no processo como, por exemplo, tensões e correntes harmônicas individuais, DHT de tensão, etc. Para uma melhor avaliação dos efeitos da instalação dos filtros, essas grandezas foram medidas e avaliadas estando inicialmente o filtro desenergizado e, em seguida, com o filtro energizado.

III. MEDIÇÕES INICIAIS EFETUADAS EM CAMPO

O primeiro passo para a implementação dos filtros harmônicos passivos nos circuitos alimentadores secundários de distribuição, consistiu da determinação dos locais da rede em que tais filtros serão instalados.

No atual projeto, esses locais foram definidos como sendo as saídas de BT (em 220V/127V) de oito circuitos secundários de distribuição, todos pertencentes a um único alimentador (CGM-04/SE Miguel Couto, Campo Grande, MS). Tais circuitos são os seguintes:

- 2 circuitos atendidos por transformadores trifásicos de 30 kVA;
- 2 circuitos atendidos por transformadores trifásicos de 45 kVA;
- 2 circuitos atendidos por transformadores trifásicos de 75 kVA;
- 2 circuitos atendidos por transformadores trifásicos de 112,5 kVA;

A próxima providência consistiu na medição das grandezas elétricas, tanto na freqüência fundamental como nas freqüências harmônicas dos locais escolhidos.

No atual projeto, essas medições foram realizadas durante o segundo semestre de 2001.

Em cada um dos oito circuitos secundários foi instalado um equipamento de monitoração de parâmetros da Qualidade da Energia Elétrica, denominado PQNODE, do fabricante Dranetz-BMI. medição de tensões e correntes harmônicas, denominado PQNODE, do fabricante Electrotek. Tal equipamento foi mantido instalado em cada um desses ramais por aproximadamente uma semana. Durante este período, as medições foram efetuadas de 30 em 30 minutos. Os resultados, uma vez armazenados no equipamento, foram levados para um programa digital, também fornecido pelo mesmo fabricante do equipamento mencionado acima.

Diante do grande volume de informações disponíveis, muitas delas repetidas ciclicamente ao longo do período de medição, tornou-se necessária uma otimização dessas análises. Neste sentido, procurou-se dividir, apresentar e analisar os resultados em três intervalos de tempo bastante distintos entre si:

- o primeiro intervalo de tempo compreenderia todo o período da medição (em geral, uma semana);
- o segundo intervalo de tempo consistiria de um período de um dia de observação. Optou-se aqui por observar, para cada circuito, um dia de **quinta-feira** (em geral o

de maior carga) e um dia de **domingo** (que talvez correspondesse ao dia de menor consumo).

- O terceiro intervalo de tempo, na verdade, consistiu de três amostras de instantâneos do comportamento do circuito, ao longo de um dia, nos horários de 10h, 15h e 19h. Essas amostras foram obtidas para cada um dos dois dias analisados (uma quinta-feira e um domingo).

IV. ESPECIFICAÇÃO E CONSTRUÇÃO DOS FILTROS HARMÔNICOS PASSIVOS PARA UTILIZAÇÃO EM CIRCUITOS SECUNDÁRIOS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO

O projeto piloto desenvolvido pela ENERSUL constitui-se basicamente na construção de filtros passivos e suas conexões junto à circuitos secundários de baixa tensão. Os equipamentos são compostos por reatores [L] em série com capacitores [C] de baixa tensão, conforme ilustra a figura 3(a). A parte (b) desta figura mostra uma foto do filtro construído.

(a)

(b)

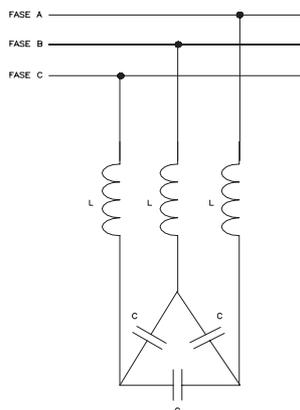



FIGURA 3 – (a):Diagrama trifilar simplificado; (b) aspecto final do filtro passivo sintonizado de baixa tensão.

Considerando-se a frequência de sintonia utilizada no desenvolvimento do equipamento como sendo 288 Hz (harmônica fracionária de ordem 4,8) e a aplicação do mesmo junto ao circuito secundário de um transformador de 45 kVA / 220 Volts fase-fase, tem-se como parâmetros fixos os seguintes valores:

- Potência do capacitor = 10 kVAr (vide abaixo)
- Frequência de sintonia = 4,8 p.u.;
- Tensão nominal = 220 Volts.

Considerando-se o transformador de distribuição de 45 kVA (com aproximadamente 90% de carregamento) utilizado no projeto em estudo, tem-se que a variação entre a potência reativa do capacitor a ser utilizado no filtro e o fator de potência do circuito na frequência fundamental obedece à curva da figura 4.

FIGURA 4 – Variação do fator de potência com a potência do capacitor.

Pela análise da figura, pode-se verificar que a máxima potência capacitiva possível de se utilizar no filtro, sem que o circuito secundário torne-se capacitivo, é de aproximadamente 25 kVAr. Em termos práticos, considerou-se como padrão um fator de potência de 0,95, o que equivale a um capacitor de 10 kVAr para utilização junto a um transformador de 45 kVA.

Um outro aspecto a ser considerado no desenvolvimento do filtro de baixa tensão diz respeito ao indutor. Nesse sentido, optou-se por indutores com núcleo de ferro devido, principalmente às suas dimensões reduzidas, o que facilitaria em muito sua conexão junto à circuitos secundários aéreos de distribuição de energia elétrica.

O dimensionamento dos reatores se relaciona com a frequência de sintonia desejada, com a corrente total que circulará pelo ramo e, também, com a tensão aplicada entre seus terminais.

Mesmo com a inserção da indutância em série [L] com o capacitor [C], para composição do filtro de harmônicas, tem-se que o sistema “enxergará” um capacitor puro para as frequências inferiores à frequência de sintonia do filtro. Assim, cuidados especiais devem tomados de tal forma que a frequência de ressonância paralela, ou anti-ressonância, como é chamada por alguns autores, não coincida com frequências harmônicas características dos circuitos secundários. Em termos práticos, como o filtro harmônico passivo aqui proposto será sintonizado na frequência harmônica de 4,8 pu, ou 288 Hz, deve-se tomar cuidado para que a frequência de anti-ressonância seja o mais distante possível da frequência de 3ª harmônica.

Sob este aspecto, a indutância do transformador representa uma variável de grande importância, maior até mesmo que a indutância do sistema elétrico a montante, uma vez que a reatância indutiva do transformador é cerca de 30 a 50 vezes maior que a indutância equivalente do sistema elétrico.

A figura 5, a seguir, ilustra o comportamento da curva de resposta da impedância do ramo LC, para um filtro harmônico conectado ao secundário de um transformador de distribuição em função da frequência.

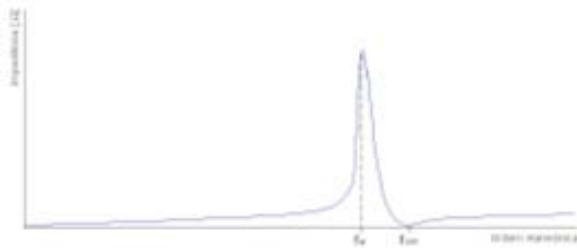



FIGURA 5 – Curva de resposta em frequência do ramo LC.

De acordo com a figura 5, e considerando-se que a frequência de sintonia [f_{sint}] do filtro é a frequência de 288 Hz (4,8 pu), haveria o risco de que a frequência de anti-ressonância do conjunto fosse exatamente coincidente com a frequência de 3ª harmônica, ou 180 Hz. Para se precaver deste risco, o dimensionamento dos filtros foi realizado individualmente, para cada circuito secundário, considerando-se as impedâncias de cada um dos transformadores de distribuição envolvidos.

Considerando-se como exemplo um capacitor trifásico de 10 kVAr, para composição do ramo LC a ser aplicado a um transformador de 45 kVA, tem-se que a reatância capacitiva equivalente para a conexão em estrela das unidades capacitivas que compõem o capacitor trifásico em delta é exatamente igual a 1/3 (um terço) da reatância capacitiva entre fases do capacitor em questão. Dessa forma, tem-se:

$$X_C\Delta = \frac{V^2}{Q_C} = \frac{(220)^2}{10.10^3} = 4{,}84\,\Omega \qquad (1)$$

$$X_C Y = \frac{1}{3}.X_C\Delta = \frac{4{,}84}{3} = 1{,}61\,\Omega \qquad (2)$$

onde:

$X_C\Delta$ = Reatância capacitiva para ligação em delta [W];

$X_C Y$ = Reatância capacitiva para ligação equivalente em estrela [W];

V = tensão entre fases no capacitor [Volts];

Q_C = potência reativa do capacitor [Var].

A ressonância série do circuito LC a ser constituído se dará quando $X_C = X_L$ na equação (1). Assim, tem-se:

$$\omega.L = \frac{1}{\omega.C} \qquad (3)$$

onde: $\omega = 2.\pi.f_r$

Rescrevendo-se a equação (3), resulta a frequência de sintonia do ramo LC.

$$f_r = \frac{1}{2.\pi.\sqrt{LC}} \qquad (4)$$

Considerando-se os parâmetros fixos citados anteriormente, tem-se o cálculo da indutância do reator que irá compor o equipamento. Assim, isolando-se a variável [L] na equação (4), resulta:

$$L = \frac{1}{4.\pi^2.f_r^2.C} \qquad (5)$$

As variáveis fixas na equação (5) são:

$$C = \frac{Q_C}{\omega.V^2} = \frac{10000}{2.\pi.60.220^2} = 0{,}000548\,Farad \qquad (6)$$

$$f_r = 4{,}8\ p.u = 288Hz \quad (7)$$

Substituindo-se as variáveis fixas em (5), resulta finalmente em ***L = 0,000557*** *Henryes*. Considerando-se, ainda, que a resistência total do ramo LC (resistência intrínseca do reator + condutores) é $R = 0{,}4\Omega$, tem-se a topologia final do filtro passivo aplicado ao transformador de 45 kVA, conforme mostrado na tabela 1 abaixo.

TABELA 1
VALORES DE R, L e C PARA O FILTRO DE 10 KVAR

PARÂMETROS DO FILTRO		
R [Ω]	L [μH]	C [μF]
0,4	557	548

As figuras 6.a e 6.b, a seguir, ilustram o comportamento da magnitude e do ângulo da impedância do ramo LC, constituinte do filtro desenvolvido, em função da frequência.

(a)

(b)

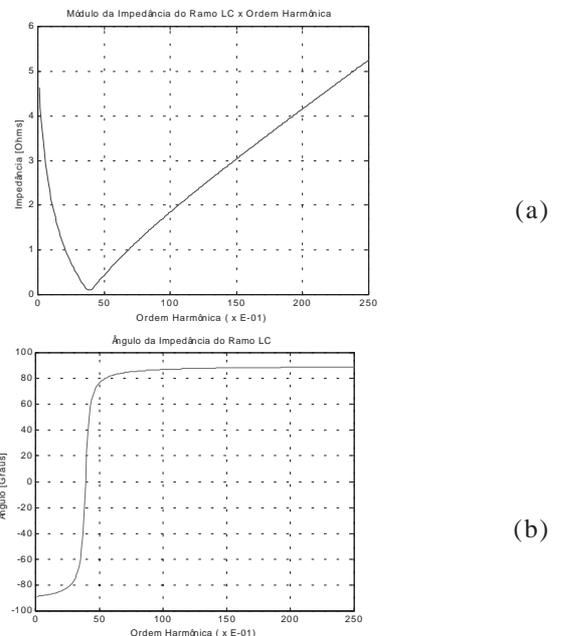



FIGURA 6 – Módulo (a) e ângulo (b) da impedância do ramo LC em função da frequência.

Para simplificação e possibilidade de simulação de várias especificações de filtros, foi desenvolvido um software para o dimensionamento dos equipamentos. O referido software foi desenvolvido em ambiente MatLAB.

V. ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS MEDIÇÕES

As tabelas 2 e 3 mostram os valores calculados para os parâmetros dos filtros.

TABELA 2
POTÊNCIAS E CORRENTES DOS FILTROS PROJETADOS

Filtro	Potência do Transformador [kVA]	Potência do Capacitor [kVAr]	Corrente Fundamental [A]	Potência Reativa Final [kVAr]
1 e 2	30,0	7,5	20,55	7,83
3 e 4	45,0	10,0	27,38	10,43
5 e 6	75,0	12,5	34,18	13,02
7 e 8	112,5	15,0	40,96	15,61

TABELA 3
PARÂMETROS FINAIS DOS FILTROS

Filtro	Resistência [Ω]	Capacitância [mF]	Indutância [mH]
1 e 2	0,30	411,04	742,97
3 e 4	0,30	548,05	557,23
5 e 6	0,30	685,07	445,78
7 e 8	0,30	822,08	371,48

Após a montagem dos 8 filtros, os mesmos foram instalados no lado de baixa tensão dos 8 transformadores do alimentador "CGM - 04 - /SE Miguel Couto, na cidade de Campo Grande (MS).

Neste artigo serão apresentados e comentados os resultados para dois filtros de potência de 12,5 KVAr, instalado junto a dois transformadores de 75 KVA.

A. *Transformador 1: Operação normal*

A figura 7 mostra o comportamento da Distorção Harmônica Total (DHT) da tensão na fase A, no secundário deste transformador. O período de observação de interesse é entre 15h e 16h. A DHT de tensão estava em torno de 2,5% quando, às 15h43m o filtro foi energizado. A partir deste instante, a DHT caiu para um valor médio de 2%.

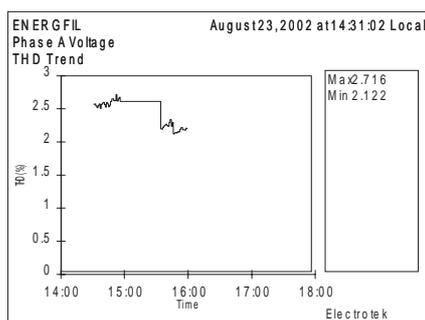



FIGURA 7: Comportamento da DHT de tensão antes e durante a energização do filtro.

A eficiência do filtro pode ser melhor observada pela figura 8, a qual ilustra o comportamento da Distorção Harmônica Individual (DHI) para a tensão harmônica de ordem 5 (para a qual o filtro está sintonizado). Com a energização do filtro, a DHI caiu de 1,75% para 0,75%.

A DHT de tensão poderia ter sido reduzida ainda mais, caso o filtro tivesse uma potência fundamental maior do que o valor de 12,5 KVAr. De uma maneira geral, esta foi a principal observação negativa deste projeto: os filtros não tiveram uma eficiência maior, justamente porque suas potências eram baixas. Vale ressaltar que, na fase de projeto dos filtros, houve sempre a preocupação em não instalar capacitores de potência muito alta, pois isso poderia causar sobretensões durante as madrugadas.

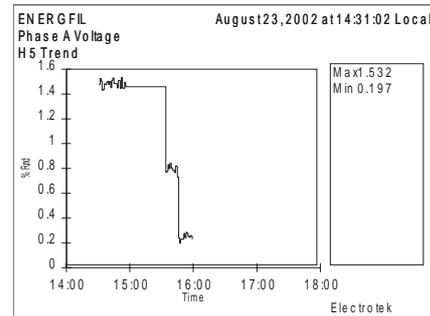



FIGURA 8: Comportamento da DHI para a tensão harmônica de ordem 5.

B. *Transformador 2: Filtro com sobrecarga*

Nesta subseção serão mostrados os resultados do segundo filtro de 12,5 KVAr de potência (instalado também junto ao um transformador de 112,5 KVA), o qual apresentou problemas de sobrecarga.

A figura 9 ilustra a variação da DHT de tensão na fase A. Tal como para o transformador 1, com a energização do filtro (ocorrida à 7h51m), a DHT novamente cai de 2,0% para aproximadamente 2,0%, comprovando a eficiência da filtragem.

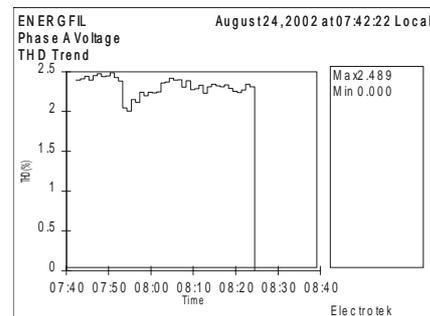



FIGURA 9: Comportamento da DHT de tensão antes e durante a energizção do filtro.

Com relação à DHI para a tensão de 5ª. ordem, esta também foi acentuadamente reduzida: a figura 10 mostra que, da mesma forma que para o primeiro transformador de 112,5 KVA (figura 9), o filtro de 5ª. harmônica reduziu a DHI para a 5ª. harmônica de 1,5% para 0,75%.

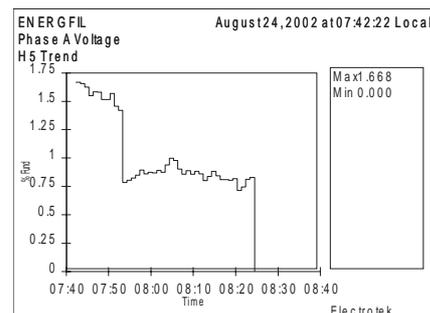



FIGURA 10: Comportamento da DHI para a tensão harmônica de ordem 5.

Por outro lado, uma análise mais aprofundada das correntes no lado secundário deste transformador, antes e depois da energização do filtro, ainda se fazia necessária. A figura 11 abaixo mostra a forma de onda, para a fase A, da corrente no secundário deste transformador, antes da energização do filtro correspondente. Observa-se aí que a corrente de 5ª. harmônica é de aproximadamente 1 [A]. No entanto, quando o filtro é energizado (ver figura 12), esta corrente de 5ª. harmônica cresce para 14[A]. A mais provável razão para este aumento de corrente harmônica de 5ª. ordem é a presença do filtro, que oferece um caminho elétrico mais curto para essas correntes ter atraído correntes de 5ª. harmônicas oriundas do lado de AT (13,8 kV).

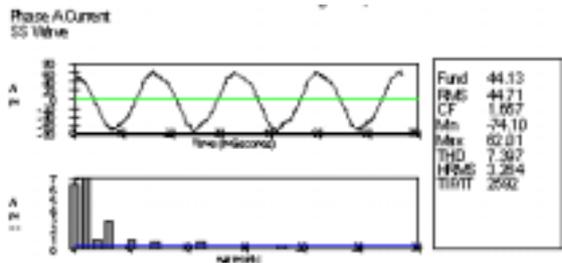



FIGURA 11: Forma de onda da corrente (fase A) no circuito secundário do transformador e correspondente espectro harmônico – ANTES da energização do filtro.

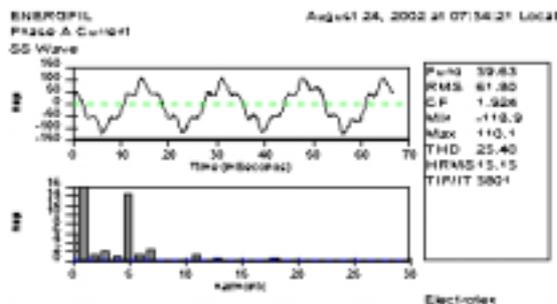



FIGURA 12: Forma de onda da corrente (fase A) no circuito secundário do transformador e correspondente espectro harmônico – APÓS a energização do filtro.

Conforme mencionado acima, o destino final desta corrente de 5ª. harmônica, medida no secundário do transformador, é o filtro de 5ª. harmônica, ali instalado. A consequência direta disso é que este filtro passa a ficar com sobrecarga.

Isso pode ser constatado também na figura 13, onde o valor eficaz da corrente medida é de 39,69 [A], enquanto que a corrente *nominal* deste filtro é de 34 [A] (vide Tabela 2).

Essa sobrecarga também explica a baixa eficiência do filtro no sentido de decrescer ainda mais a DHT de tensão:

Um dos principais dados de entrada quando do projeto de um filtro sintonizado é exatamente o valor da corrente harmônica para a qual se pretende que ele atue. Esta informação leva ao cálculo do capacitor, e correspondente reator, adequados para reduzir a DHI de tensão relacionada com aquela ordem harmônica, de um certo valor (certamente indesejável), para outro (desejável). Ora, se a corrente harmônica que, na prática, é absorvida pelo filtro, for maior do que aquele valor de projeto, então o filtro não será mais capaz de reduzir a DHI para aquele valor originalmente desejado. Além disso, ele estará sobrecarregado. Tudo isso que ocorreu com o filtro de 12,5 KVAr ora mencionado e com outros 3 (um de 15 KVAr, um de 10 KVAr e outro de 7,5 KVAr).

Nas condições atuais, foi recomendado que esses filtros não sejam mantidos energizados, sob pena dos capacitores dos mesmos se danificarem.

FIGURA 13: Forma de onda da corrente (fase A) no Filtro.

Essa sobrecarga também explica a baixa eficiência do filtro no sentido de decrescer ainda mais a DHT de tensão.

Um dos principais dados de entrada quando do projeto de um filtro sintonizado é exatamente o valor da corrente harmônica para a qual se pretende que ele atue. Esta informação leva ao cálculo do capacitor, e correspondente reator, adequados para reduzir a DHI de tensão relacionada com aquela ordem harmônica, de um certo valor (certamente indesejável), para outro (desejável). Ora, se a corrente harmônica que, na prática, é absorvida pelo filtro, for maior do que aquele valor de projeto, então o filtro não será mais capaz de reduzir a DHI para aquele valor originalmente desejado. Além disso, ele estará sobrecarregado. Tudo isso que ocorreu com o filtro de 12,5 KVAr ora mencionado e com outros 3 (um de 15 KVAr, um de 10 KVAr e outro de 7,5 KVAr).

Nas condições atuais, foi recomendado que esses filtros não sejam mantidos energizados, sob pena dos capacitores dos mesmos se danificarem.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as contribuições técnicas do engenheiro José Rubens Macedo Jr. (Escelsa) que muito auxiliaram na realização desta pesquisa.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

NORMAS

[1] IEEE Std 519-1992, *IEEE Recomended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.*

DISSERTAÇÕES E TESES

[2] ALVES, Antônio C. Baleeiro, *"Análise de problemas e procedimentos na determinação de filtros harmônicos"*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Uberlândia – MG

ARTIGOS EM ANAIS DE CONFERÊNCIAS (PUBLICADOS):

[3] RESENDE, J.W , TAVARES, J. V., *"Modelagens de conversores e reatores controlados a tiristores para cálculos integrados de fluxo de carga e de penetração harmônica"*, XII Congresso Brasileiro de Automática, setembro de 1998, Uberlândia-MG.

PERIÓDICOS

[4] ALVES, Mário F., *"Critérios para especificação e projeto de filtrosde harmônicas"*, Revista Eletricidade Moderna, junho 1994.

Aplicação de Filtros Harmônicos Passivos em Circuitos Secundários

José Rubens M. Jr, ESCELSA; José W. Resende, Milton I. Samesima, Davi B. Gomes, UFU

RESUMO

Em meados do ano 2000, foi desenvolvido o primeiro filtro harmônico passivo para utilização em circuitos secundários aéreos de distribuição [1]. Neste projeto, pioneiro no Brasil, foram utilizados reatores a núcleo de ferro para composição dos filtros. Apesar dos resultados obtidos terem sido satisfatórios sob o aspecto harmônico, a utilização de reatores em núcleo de ferro proporcionava uma série de inconvenientes como, por exemplo, perdas elevadas e ruído audível considerável. Com base nestes resultados, o projeto caminhou para a construção de filtros utilizando-se reatores com núcleo de ar. O grande transtorno dessa nova topologia seria o tamanho elevado dos reatores, uma vez que os mesmos deveriam ser alocados junto a postes de distribuição. Entretanto, após vários contatos com fabricantes, a ALSTOM se prontificou a fabricar um reator especial, de proporções muito reduzidas, para utilização na composição dos novos filtros harmônicos. Dessa forma, obteve-se o equipamento apresentado neste trabalho, o qual contempla todos os benefícios do seu antecessor sob o aspecto harmônico sem, no entanto, apresentar os inconvenientes verificados no mesmo.

PALAVRAS CHAVE

Circuitos secundários de distribuição, harmônicas, filtros passivos sintonizados.

I. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, as unidades consumidoras conectadas aos circuitos secundários de distribuição possuem um caráter fortemente indutivo e de características não-lineares. Este fato se deve aos avanços tecnológicos verificados nos últimos anos, a partir dos quais surgiram equipamentos como lâmpadas fluorescentes compactas, reatores eletrônicos, aparelhos de aquecimento com controle estático de temperatura, microcomputadores, televisores com modernas fontes de alimentação a estado sólido, dentre outros. Todos estes equipamentos possuem características não-lineares ou, em outras palavras, "injetam" nos circuitos secundários de distribuição das concessionárias de energia correntes com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental. São as chamadas frequências harmônicas.

Em linhas gerais, com a proliferação destas cargas geradoras de harmônicas, os sistemas elétricos, tanto das concessionárias de energia como das unidades consumidoras, passaram a conviver com o problema da distorção da onda de tensão e suas consequências.

Os efeitos da distorção da forma de onda de tensão podem ser os mais variados possíveis como, por exemplo, comprometimento da precisão de medidores de energia do tipo Watt-hora indutivos, ressonâncias paralelas entre capacitores de potência e a indutância do sistema elétrico equivalente, mal funcionamento de relés microprocessados, assim como, de relés que dependem de valores de pico ou passagem por zero das ondas de tensão ou corrente para operação, acarretando em interrupção do fornecimento de energia elétrica. Dentre outros efeitos, podem-se citar também as interferências em sistemas de telecomunicação, perda da vida útil de transformadores e motores elétricos, etc.

Para a mitigação do problema relacionado a harmônicas, uma das práticas mais usuais em termos de Brasil é a aplicação de filtros harmônicos passivos. Essa solução vem ocupando cada vez mais espaço em grandes instalações industriais ou, ainda, em subestações conversoras para transmissão em corrente contínua. Nos sistemas de distribuição (média e baixa tensão), entretanto, praticamente não existem instalações de filtros passivos visando-se o controle de harmônicas. Nesse sentido, o presente trabalho propõe uma solução inovadora no contexto nacional para a melhoria dos níveis da qualidade da energia elétrica em circuitos secundários de distribuição.

II. ASPECTOS GERAIS

Nos sistemas elétricos de distribuição, particularmente nos circuitos secundários de baixa tensão, é cada vez maior o número de problemas relacionados às frequências harmônicas. Os problemas vão desde de pequenas interferências em sinais de comunicação até ressonâncias paralelas entre capacitores de baixa tensão e a indutância equivalente da rede.

Atualmente, algumas concessionárias brasileiras estão instalando capacitores de baixa tensão em circuitos secundários de distribuição. Esta medida, sem dúvida alguma, traz vários benefícios ao circuito como, por exemplo, diminuição do carregamento dos transformadores de distribuição, diminuição das perdas técnicas no segmento considerado, aumento do nível de tensão, melhoria do fator de potência, entre outros. Entretanto, todos estes benefícios se relacionam somente à frequência fundamental do sistema elétrico. Sob o ponto de vista harmônico, esta técnica pode se mostrar muito insatisfatória, principalmente, quando da ocorrência de ressonância paralela entre o capacitor instalado na baixa tensão e a indutância equivalente do sistema elétrico a montante, no caso, o transformador de distribuição.

FIGURA 1 – Reatâncias do transformador e do capacitor em função da frequência.

Considerando-se um determinado circuito secundário de distribuição, ao qual se encontra instalado um capacitor de baixa tensão (220 V) com uma potência de 10 kVAr, tem-se uma frequência de ressonância paralela em torno da harmônica de ordem 15, conforme pode ser observado pela figura 1. Isto equivale a dizer que a impedância equivalente, considerando-se o capacitor e o transformador de distribuição, terá um máximo nesta frequência.

Dessa forma, se a ordem de uma corrente harmônica injetada por um equipamento perturbador corresponder à ordem da ressonância paralela, há risco de sobretensões harmônicas, especialmente quando a rede opera com pouca carga. Para o caso de circuitos secundários de distribuição, os riscos se tornam ainda maiores quando a frequência de ressonância paralela se encontra entre 180 e 420 Hz.

Para o caso específico de circuitos aos quais se encontram instalados capacitores de baixa tensão, verificam-se, ainda, outros problemas decorrentes do avanço tecnológico presente nestes sistemas. Exemplo disso, são os circuitos aos quais se encontram acoplados modernos sistemas baseados em transmissão de dados como, por exemplo, medidores de dupla tarifação para implantação da Tarifa Amarela.

A leitura desses medidores é realizada a partir de qualquer ponto do circuito secundário (inclusive através de uma tomada comum no interior de uma determinada residência) pela leitura de sinais de alta frequência. Nesse sentido, os capacitores de potência instalados no mesmo circuito apresentam, para altas frequências, valores muito pequenos de reatância capacitiva - conforme pode ser observado na figura 1 - se comportando, portanto, como verdadeiros filtros para os sinais de alta frequência utilizados nos modernos sistemas exemplificados acima.

Conforme pode-se verificar na figura 1, para valores elevados de frequência a reatância capacitiva do capacitor é praticamente nula, comportando-se, portanto, como um filtro passivo para os sinais (da ordem de kHz) transmitidos por equipamentos com tecnologias avançadas de transmissão de dados, impossibilitando, dessa forma, o correto funcionamento dos mesmos.

Em linhas gerais, a presença de correntes harmônicas em circuitos secundários de distribuição emitidas por equipamentos perturbadores, vêm se tornando cada vez mais acentuada. Paralelamente a este fato, os equipamentos utilizados em residências, instalações comerciais e até mesmo em pequenas indústrias conectadas à baixa tensão, passam a exigir uma qualidade da energia elétrica cada vez maior para o seu correto funcionamento.

Sob o ponto de vista harmônico, os circuitos secundários típicos dos sistemas de distribuição apresentam um espectro rico em 5ª harmônica. Apenas a título de ilustração, a figura 2 apresenta o espectro de tensão medido no barramento secundário (220 V) de um transformador de distribuição de 112,5 kVA, com predominância de unidades consumidoras residenciais.

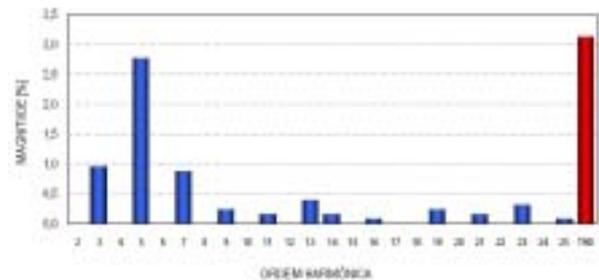



FIGURA 2 – Espectro harmônico de tensão típico dos circuitos secundáriode .

No Brasil, ainda não existe uma legislação específica acerca dos limites para frequências harmônicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Desse modo, para a baixa tensão especificamente, as concessionárias vêm, de um modo geral, praticando alguns limites, cuja tendência, é apresentada nas tabelas 1 e 2, a seguir.

TABELA 1
Limites de tensão por consumidor expressos em porcentagem da tensão fundamental

ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3 a 25	1,5%	TODOS	0,6%
≥ 27	0,7%		
DHT = 3%			

TABELA 2
Limites globais de tensão expressos em porcentagem da tensão fundamental

ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3, 5, 7	5%	2, 4, 6	2%
9, 11, 13	3%		
15 a 25	2%	8, ...	1%
≥ 27	1%		
DHT = 6%			

Em geral, os limites globais estabelecidos nas tabelas 1 e 2, são ultrapassados apenas em circuitos secundários onde se verificam unidades consumidoras possuidoras de equipamentos de elevado caráter não-linear, como por exemplo, grandes motores com sistemas de partida suaves, máquinas de solda, grande quantidade de lâmpadas

fluorescentes compactas ou fluorescentes convencionais com reatores eletrônicos e, mais raramente, chuveiros e torneiras com controles estáticos de temperatura.

A partir desse momento, serão mostrados os fundamentos teóricos básicos que permitiram o desenvolvimento de um equipamento de mitigação dos problemas referentes às frequências harmônicas em circuitos secundários de baixa tensão. Trata-se de um filtro harmônico passivo para instalação junto aos circuitos secundários de distribuição. Para análise do comportamento do equipamento escolheu-se um circuito secundário ao qual se encontra conectada uma unidade consumidora cujo barramento de conexão à rede apresenta tensões harmônicas superiores aos limites estabelecidos pela tabela 2. Neste sentido, foram realizadas diversas medições, antes e após a instalação do equipamento, em diversos pontos do circuito.

III. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

O projeto piloto desenvolvido pela ESCELSA constitui-se basicamente na construção de um filtro passivo, utilizando-se reatores núcleo de ar, e sua conexão a um circuito secundário de baixa tensão. O equipamento é composto pela ligação de reatores [L] em série com capacitores [C] de baixa tensão, conforme ilustra a figura 3.

O reator [L] pode ser conectado ao capacitor de duas maneiras diferentes, dependendo da posição da frequência de sintonia do ramo LC. Estas duas maneiras são as seguintes:

- sintonizando o ramo LC em frequências fracionárias, fora das linhas do espectro harmônico;
- sintonizando do ramo LC em uma frequência múltipla inteira da fundamental para a qual se deseja filtrar as correntes harmônicas.

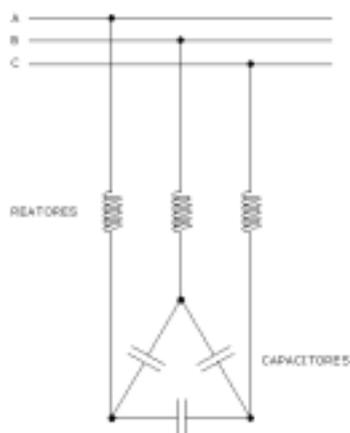



FIGURA 3 - Diagrama trifilar simplificado do filtro passivo sintonizado de baixa tensão.

Para a sintonização em frequências fracionárias, a seleção de [L] é tal que o ramo LC se comporta indutivamente para as frequências harmônicas superiores à frequência de sintonia. Dessa forma, por exemplo, para um filtro sintonizado em uma ordem harmônica de 4,8 (288 Hz), considerando-se frequências iguais ou superiores à 5ª harmônica, o sistema "perceberá" apenas um reator conectado ao circuito, não existindo, desse modo, nenhum risco de ocorrência de ressonâncias paralelas nessa faixa de frequências.

A utilização desta forma de sintonização do ramo LC, oferece duas vantagens, a saber:

- elimina o perigo de ressonâncias paralelas entre os capacitores e o equivalente do sistema para correntes com frequências superiores à frequência de sintonia;
- elimina correlativamente as altas distorções da tensão da rede, sem, entretanto, reduzir as mesmas a um valor especificado.

Considerando-se, agora, a sintonização do ramo LC em uma frequência múltipla inteira da fundamental, tem-se dois tipos distintos de filtros: *filtros sintonizados* e *filtros amortecidos*.

Os filtros sintonizados são circuitos ressonantes série que, na frequência de sintonia ou de ressonância, apresentam baixa impedância (praticamente igual à resistência do circuito). Para frequências menores que a frequência de sintonia são capacitivos, e para as frequências superiores àquela frequência, são indutivos. Portanto, para a frequência fundamental, estes filtros funcionam como compensadores de reativos.

Os filtros amortecidos são circuitos formados por capacitores, indutores e resistores em diferentes combinações, e que oferecem baixa impedância sobre uma larga faixa de frequência. Na frequência fundamental, a exemplo dos filtros sintonizados, os filtros amortecidos também apresentam impedância predominantemente capacitiva. Já nas frequências superiores, eles são essencialmente resistivos.

Para o presente projeto, optou-se por motivos de segurança, devido principalmente à inconstância das características de topologia dos circuitos secundários de baixa tensão, a sintonização do ramo LC em frequências fracionárias, mais especificamente, em 288 Hz.

A seguir, para um melhor posicionamento do leitor ao longo deste trabalho, apresentam-se os equacionamentos básicos relativos à sintonização entre capacitores e indutores para a composição de filtros harmônicos passivos. Este processo se baseia tão somente nos conceitos de ressonância série.

A ressonância série é uma condição na qual um circuito contendo pelo menos um capacitor e um indutor, apresentará uma impedância de entrada puramente resistiva. Aplicando-se este conceito ao circuito ressonante série do equipamento, cuja impedância complexa é dada pela equação (1), observa-se que com a variação da frequência sobre o ramo LC existirá um valor de frequência f_r em que esta impedância será puramente resistiva.

$$Z(\omega) = R + j.(X_L - X_C) \qquad (1)$$

Considerando-se a frequência de sintonia utilizada no desenvolvimento do equipamento como sendo 288 Hz (harmônica fracionária de ordem 4,8) e a aplicação do mesmo

junto ao circuito secundário de um transformador de 45 kVA / 220 Volts fase-fase, tem-se como parâmetros fixos os seguintes valores:

- Potência do capacitor = 10 kVA;
- Frequência de sintonia = 4,8 p.u.;
- Tensão nominal = 220 Volts.

O processo de sintonia do filtro é simplesmente o cálculo da frequência para ressonância série entre o capacitor e o indutor do ramo LC. A variável fixa no caso, é a capacitância do capacitor, que não deve ser superior à potência reativa mínima requerida pelo transformador de distribuição ao longo do dia. Após análises e medições do carregamento reativo de vários transformadores, obteve-se a tabela 3 na qual estão relacionadas as potências de capacitores para utilização em transformadores de diferentes potências.

TABELA 3
Potências de capacitores para diferentes transformadores

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR [kVA]	TENSÃO [V]	POTÊNCIA DO CAPACITOR [kVAr]
30	220	7,5
45	220	10
75	220	15
112,5	220	20

Considerando-se o transformador de distribuição de 45 kVA (com aproximadamente 70% de carregamento) utilizado no projeto em estudo, tem-se que a variação entre a potência reativa do capacitor a ser utilizado no filtro e o fator de potência do circuito na frequência fundamental obedece à curva da figura 4.

FIGURA 4 – Variação do fator de potência com a potência do capacitor

Pela análise da figura, pode-se verificar que a máxima potência capacitiva possível de se utilizar no filtro, sem que o circuito secundário torne-se capacitivo, é de aproximadamente 25 kVAr. Em termos práticos, considerou-se como padrão um fator de potência de 0,95, o que equivale a um capacitor de 10 kVAr para utilização junto a um transformador de 45 kVA.

Um outro aspecto a ser considerado no desenvolvimento do filtro de baixa tensão diz respeito ao indutor. A grande melhoria no projeto atual, conforme dito anteriormente, foi exatamente a utilização de reatores com núcleo de ar, especialmente desenvolvidos pela ALSTOM para os propósitos deste projeto. A tecnologia utilizada na fabricação dos reatores é denominada de CAMFIP. Segundo esta tecnologia, o reator ou indutor consiste basicamente de uma bobina cujas espiras são formadas por vários condutores (fios) de cobre de pequena bitola, isoladas com esmalte sintético especial, conectados em paralelo. Estes condutores são mecanicamente imobilizados e encapsulados por meio de um enrolamento de fibra de vidro, formando cilindros. Dependendo da potência do reator, são utilizados um ou mais cilindros conectados em paralelo e distanciados entre si por meio de espaçadores de fibra de vidro, os quais providenciam o resfriamento axial entre cilindros do reator. Nos extremos dos cilindros são colocados duas cruzetas de cobre que são firmemente interligadas por meio de amarrações isoladas de fibra de vidro. Todos os materiais empregados na fabricação dos reatores correspondem à classe F de isolação, cuja temperatura máxima é de 155° C, conforme normas IEC e ABNT.

A figura 5, a seguir, ilustra o esquema de todo o conjunto que compõe o filtro harmônico passivo desenvolvido, incluindo-se o capacitor, os reatores e a caixa de proteção e manobra.

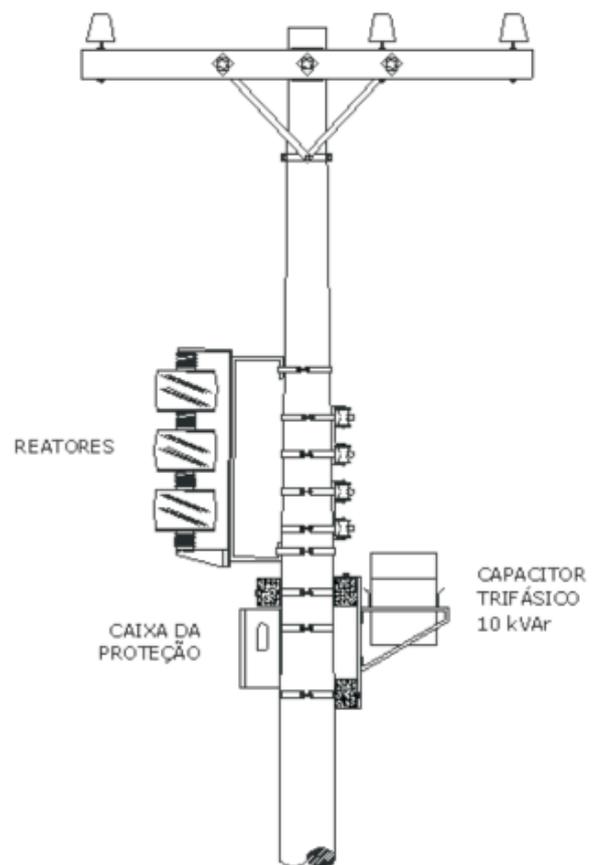



FIGURA 5 – Esquema do filtro desenvolvido

IV. DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO FILTRO

Considerando-se um capacitor trifásico de 10 kVAr, para composição do filtro a ser aplicado a um transformador de 45 kVA, tem-se que a reatância capacitiva equivalente para a conexão em estrela das unidades capacitivas que compõem o capacitor trifásico em delta é exatamente igual a 1/3 (um terço) da reatância capacitiva entre fases do capacitor em questão. Dessa forma, tem-se:

$$X_C\Delta = \frac{V^2}{Q_C} = \frac{(220)^2}{10.10^3} = 4{,}84\,\Omega \quad (2)$$

$$X_C Y = \frac{1}{3}.X_C\Delta = \frac{4{,}84}{3} = 1{,}61\,\Omega \quad (3)$$

onde:

$X_C\Delta$ = Reatância capacitiva para ligação em delta [W];

$X_C Y$ = Reatância capacitiva para ligação equivalente em estrela [W];

V = tensão entre fases no capacitor [Volts];

Q_C = potência reativa do capacitor [VAr].

A ressonância série do circuito LC a ser constituído se dará quando $X_C = X_L$ na equação (1). Assim, tem-se:

$$\omega.L = \frac{1}{\omega.C} \quad (4)$$

Onde: $\omega = 2.\pi.f_r$

Rescrevendo-se a equação (4), resulta a frequência de sintonia do ramo LC.

$$f_r = \frac{1}{2.\pi.\sqrt{LC}} \quad (5)$$

Considerando-se os parâmetros fixos citados anteriormente, tem-se o cálculo da indutância do reator que irá compor o equipamento. Assim, isolando-se a variável [L] na equação (5), resulta:

$$L = \frac{1}{4\pi^2.f_r^2.C} \quad (6)$$

As variáveis fixas na equação (6) são:

$$C = \frac{Q_C}{\omega.V^2} = \frac{10000}{2.\pi.60.220^2} = 0{,}000548\ Farad \quad (7)$$

$$f_r = 4{,}8\ p.u = 288 Hz \quad (8)$$

Substituindo-se as variáveis fixas em (6), resulta finalmente em ***L = 0,000557*** *Henryes*.

Considerando-se, ainda, que a resistência total do ramo LC (resistência intrínseca do reator + condutores) é $R = 0{,}1\Omega$, tem-se a topologia final do filtro passivo aplicado ao transformador de 45 kVA, conforme mostrado na tabela 4.

TABELA 4
Valores de R,L e C para o filtro desenvolvido

PARÂMETROS DO FILTRO		
R [Ω]	L [μH]	C [μF]
0,1	557	548

A figuras 6 e 7, a seguir, ilustram o comportamento da magnitude da impedância do ramo LC, constituinte do filtro desenvolvido e da magnitude da impedância equivalente entre o ramo LC e o transformador de distribuição, em função da frequência, respectivamente.

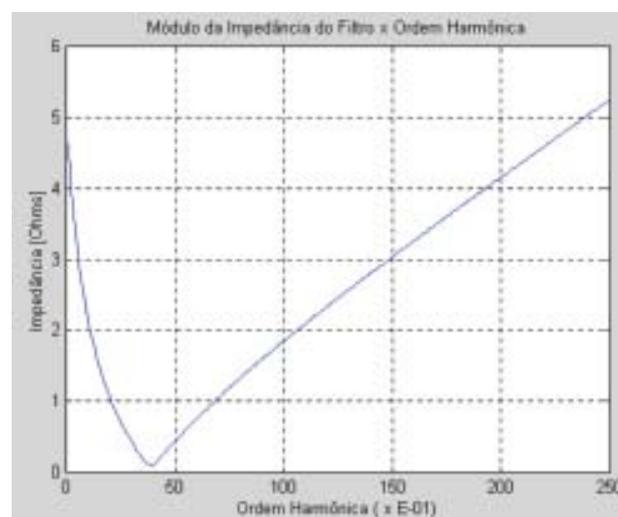



FIGURA 6 – Resposta em frequência da impedância do filtro

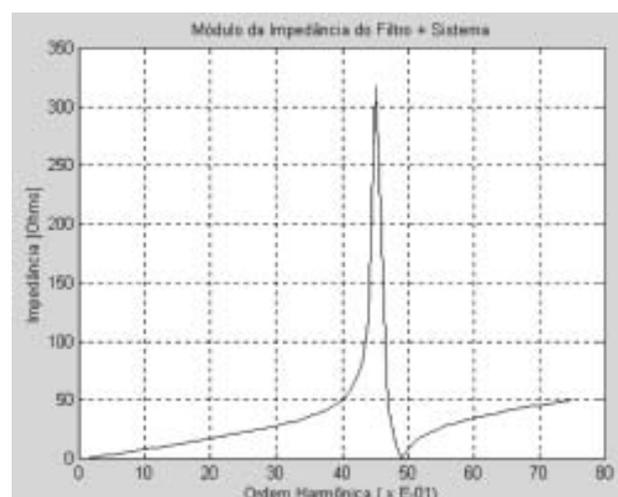



FIGURA 7 – Resposta em frequência da impedância do conjunto filtro-transformador

O tópico seguinte apresentará os resultados obtidos quando da conexão do equipamento a um circuito secundário de distribuição com um determinado nível de distorção harmônica.

V. RESULTADOS OBTIDOS

As figuras a seguir ilustram a situação verificada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição antes e após a energização do filtro.

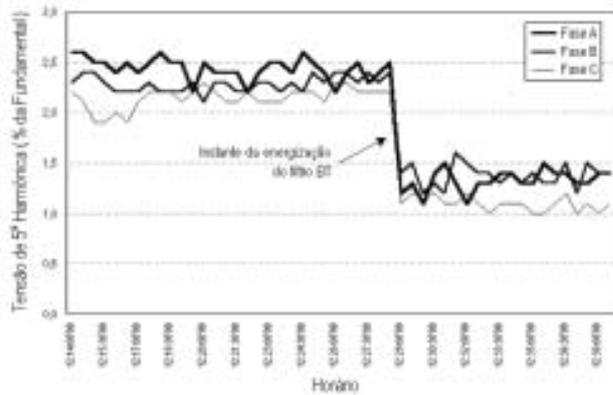



FIGURA 8 – Tensão de 5ª harmônica

Pela análise da figura 8, observa-se uma grande redução da tensão de 5ª harmônica após a energização do filtro. Em média, essa grandeza teve uma redução de 48%, lembrando-se que a sintonia do filtro foi direcionada para a ordem harmônica 4,8.

A Distorção Harmônica Total também sofreu um decréscimo após a energização do filtro (figura 9), uma vez que a tensão de 5ª harmônica era a predominante do espectro.

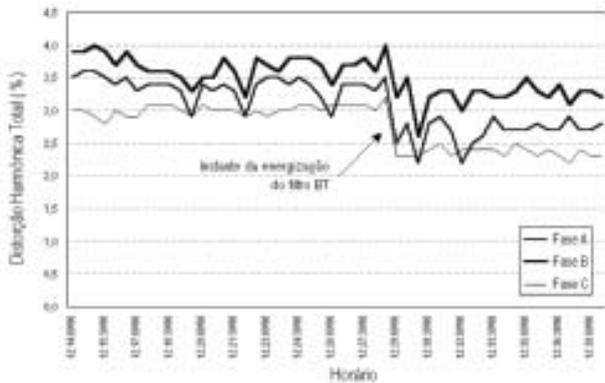



FIGURA 9 – Distorção Harmônica Total

Com a energização do filtro, pode-se observar, também (figura 10), os efeitos da compensação reativa na frequência fundamental, proporcionada pelo capacitor BT. Dessa forma, verificou-se um ganho médio de tensão da ordem de 1,1 Volts. Este benefício, pode ser utilizado na postergação de obras para regularização dos níveis de tensão, em atendimento à Resolução ANEEL Nº 505. Para uma melhor análise deste benefício, a figura 11, a seguir, ilustra o perfil da tensão na fase A do circuito durante um período de monitoração de 7 (sete) dias, considerando-se inicialmente o filtro desligado e, em seguida, outros 7 (sete) dias o filtro ligado.

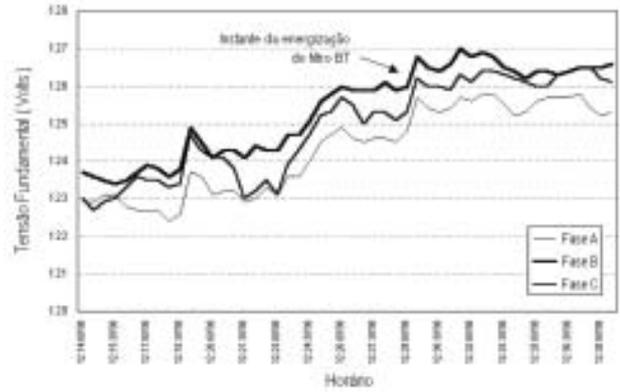



FIGURA 10 – Tensão Fundamental

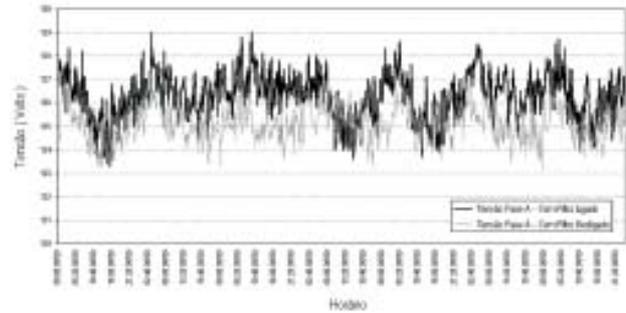



FIGURA 11 – Tensão fundamental na fase A – 7 dias

Ainda em função dos efeitos da compensação reativa na frequência fundamental, observa-se uma melhora no fator de potência do circuito (figura 12), elevando-se o mesmo para valores superiores ao fator de potência de referência, igual a 0,92.

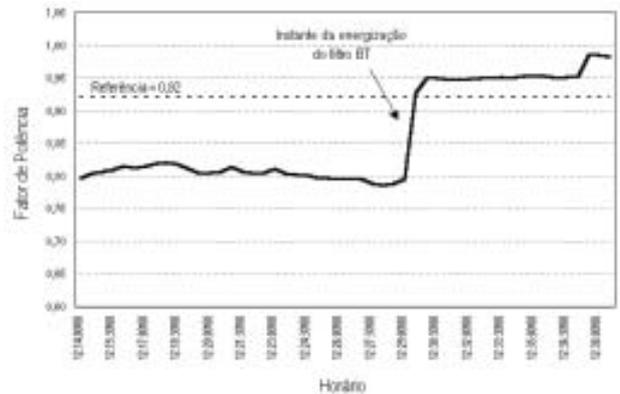



FIGURA 12 – Fator de potência trifásico

A figura 13 mostra a composição da corrente no ramo do filtro, a qual é composta, em sua quase totalidade, por correntes de 5ª harmônica, conforme esperado.

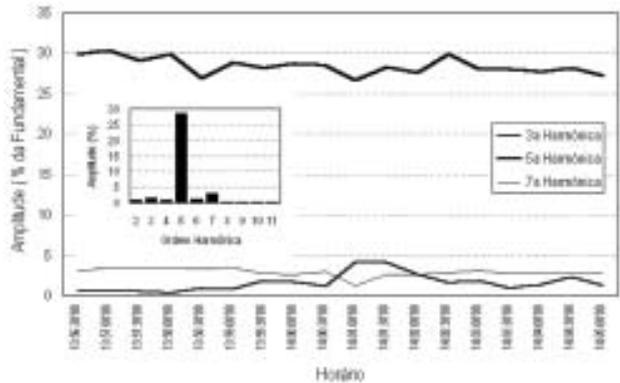



FIGURA 13 – Composição da corrente no ramo do filtro

A seguir, serão apresentadas figuras referentes a medições de 24 horas, considerando-se inicialmente o filtro ligado e, em seguida, o filtro desligado.

Pela análise das figuras 14, 15 e 16 observa-se que a tensão de 5ª harmônica após a ligação do filtro manteve-se, na grande maioria do tempo, com valores oscilando em torno de 1,0%, tendo apresentado, em média, uma redução de 49,2% na fase A, 48,5% na fase B e 59,2% na fase C, em relação aos valores de tensão de 5ª harmônica monitorados com o filtro desligado.

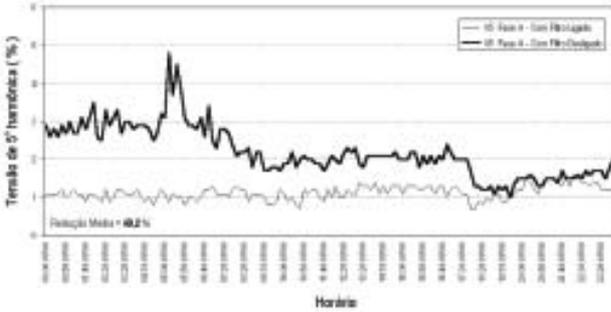



FIGURA 14 – Tensão de 5ª harmônica na fase A – 24 horas

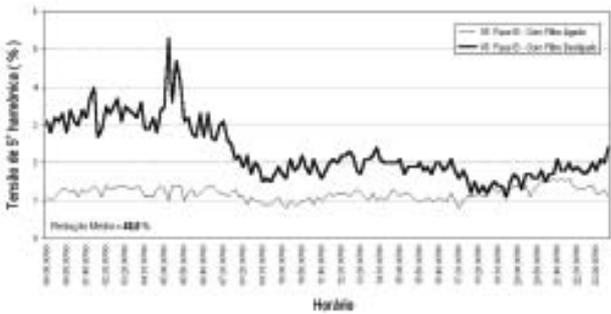



FIGURA 15 – Tensão de 5ª harmônica na fase B – 24 horas

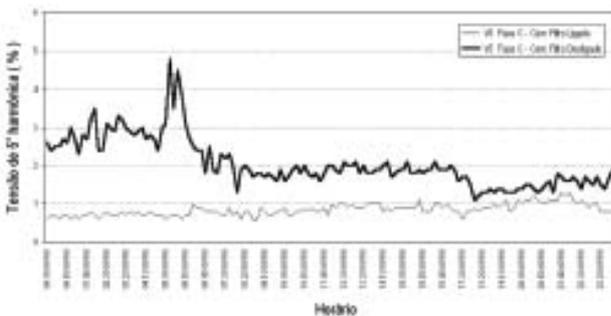



FIGURA 16 – Tensão de 5ª harmônica na fase C – 24 horas

As figuras 17.a e 17.b, apresentam os histogramas da tensão de 5ª harmônica, considerando-se 7 (sete) dias de monitoração para o filtro desligado e outros 7 (sete) dias de monitoração para o filtro ligado, respectivamente.

(a) (b)

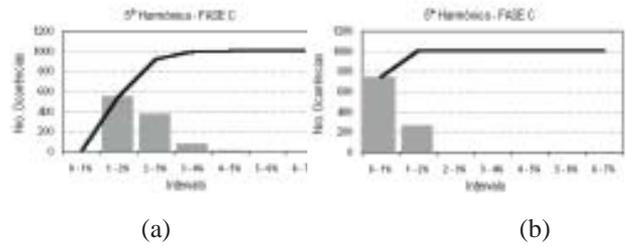
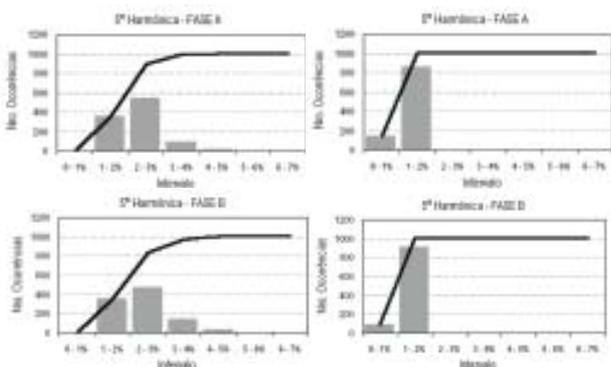



FIGURA 17 – Histogramas de tensão para a 5ª harmônica. (a) Filtro desligado e (b) Filtro ligado.

Observa-se pela análise dos histogramas da figura 17, que após a energização do filtro, as barras do histograma se deslocam para a esquerda, indicando um maior número de leituras (ocorrências) de valores de distorção harmônica mais baixos.

Para a análise do comportamento das demais ordens harmônicas antes e após a energização do filtro, apresentam-se a seguir os espectros de tensão harmônica médios, considerando-se 7 (sete) dias de monitoração, antes e após a conexão do filtro ao circuito.

Analisando-se os espectros da figura 18, observa-se uma redução das tensões de 5ª, 7ª e DHTv em todas as fases do circuito. Com relação à tensão de 3ª harmônica, observou-se uma redução da mesma apenas para a fase A do circuito. Nas demais fases do circuito esta grandeza teve um ligeiro crescimento médio, sem prejuízos para a instalação.

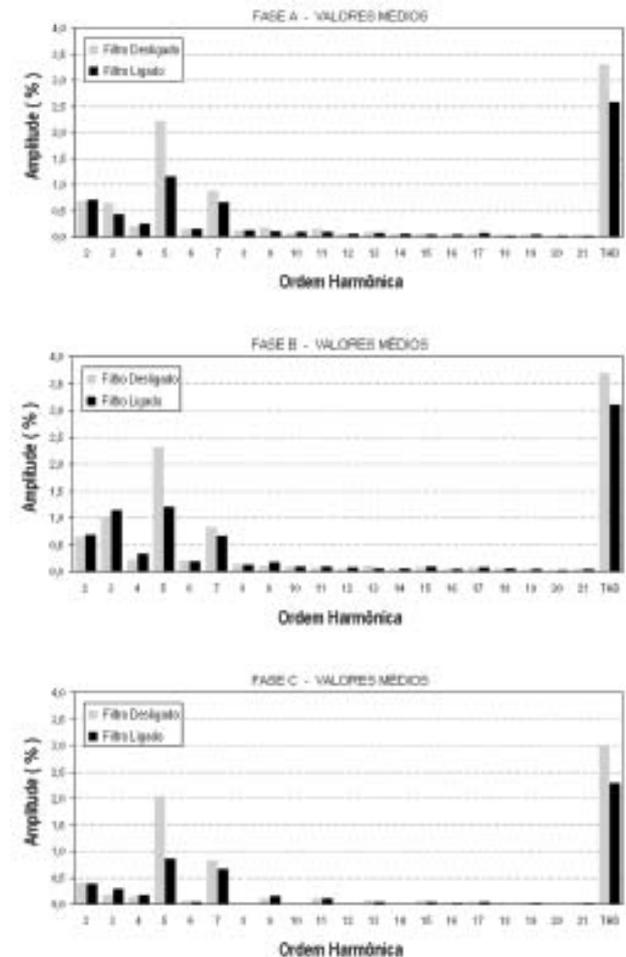
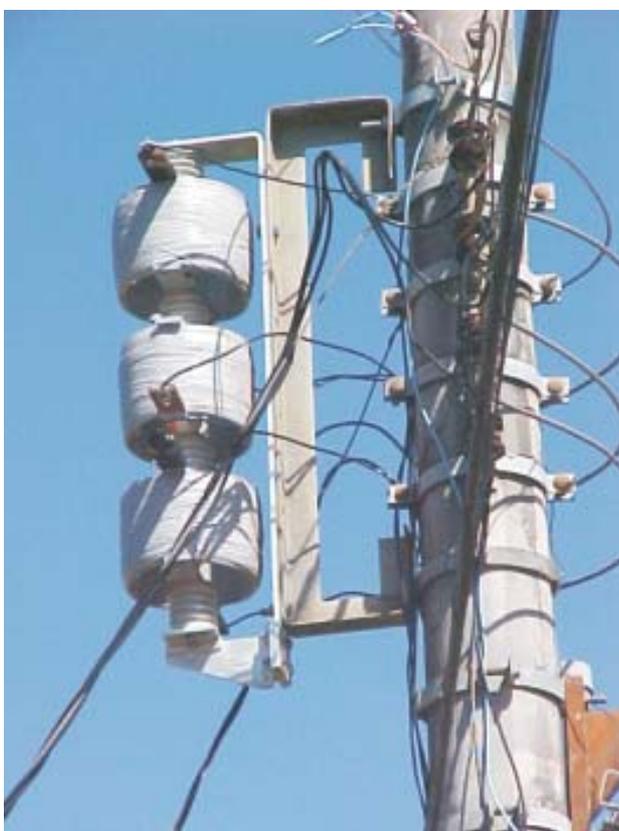



FIGURA 18 – Espectros harmônicos da tensão nas fases A, B e C. Valores médios registrados em um período de 7 (sete) dias

As figuras 19 e 20 a seguir mostram fotos do equipamento instalado em um circuito secundário da rede urbana da Grande Vitória.

FIGURA 19 – Foto do equipamento montado

(a)

(b)

FIGURA 20 – (a) Reator, (b) Montagem do equipamento

VI. CONCLUSÕES

O desenvolvimento e a aplicação de filtros harmônicos sintonizados passivos em circuitos secundários de distribuição apresenta grandes benefícios não somente pela redução da distorção harmônica total, como também pela compensação reativa na frequência fundamental proporcionada pelo capacitor BT que integra o equipamento. Em linhas gerais, este projeto piloto proporciona um aumento no nível da qualidade da energia elétrica fornecida para clientes atendidos em baixa tensão e, ainda, postergação de investimentos em obras para regularização dos níveis de tensão, em atendimento à Resolução ANEEL Nº 505.

VII. REFERÊNCIAS BIBIOGRÁFICAS

[1] – MACEDO Jr., J. R., "*Aplicação de filtros harmônicos passivos em circuitos secundários*", Revista Eletricidade Moderna, Agosto de 2000.

Aplicação de Tecnologias de Filtragem Ativa para Melhoria da Qualidade de Energia Elétrica em Baixa Tensão

A.H.Oliveira, LACTEC, V. Mognon, LACTEC, C.G.Bianchin, LACTEC, I.J.Chueiri, LACTEC, J.R.Pasqualin, LACTEC, B.R.Moeller, LACTEC

RESUMO

Este artigo apresenta os resultados parciais, primeira etapa, de implementação de um filtro ativo paralelo monofásico para correção de harmônicas de corrente geradas por cargas não lineares e correção do fator de potência de cargas lineares. São comentadas as estratégias de controle adotadas para geração das correntes de referência, apresentados os resultados do modelamento dos inversores de tensão, necessários ao projeto dos controladores de corrente e tensão, resultados de simulação e resultados iniciais dos sinais gerados por uma plataforma de desenvolvimento baseado em processadores digitais de sinais DSP56F80x.

PALAVRAS-CHAVE

Filtro Ativo Paralelo, Fator de Potência, Taxa de Distorção Harmônica de Corrente, Inversores de Tensão.

I. INTRODUÇÃO

A necessidade de um controle efetivo do fluxo de potência entre sistemas elétricos fez surgir um ramo da eletrônica específico para tal finalidade onde, inicialmente, acionamentos de máquinas elétricas e controles industriais apareceram como os principais setores que exigiam esforços no desenvolvimento da eletrônica de potência. Surgiram então diversas topologias de conversores e, paralelo a este desenvolvimento de estruturas, seguiram-se as pesquisas na busca de dispositivos semicondutores que se aproximassem ao máximo do comportamento de uma chave estática ideal. A conservação energética tornou-se uma das principais preocupações do mundo moderno e, portanto, estruturas que operem com um mínimo de desperdício de energia são extremamente desejáveis. Isto significa projetar estruturas com elevadíssimo rendimento, alto fator de potência, baixas taxas de distorção harmônica de corrente e tensão, entre outras características. Entretanto, os sistemas de distribuição estão, atualmente, cada vez mais sujeitos a cargas não-lineares, representados principalmente por retificadores, tanto monofásicos quanto trifásicos, seguidos por filtros capacitivos. Isto faz com que a corrente de carga drenada da rede apresente um elevado conteúdo harmônico, acarretando diversos problemas para a rede comercial de distribuição, podendo-se destacar [1]:[1]

- A interferência eletromagnética provocada pode influir no correto funcionamento de cargas sensíveis conectadas ao sistema;
- Distorção harmônica da tensão fornecida, devido à característica não linear da corrente;
- Funcionamento inadequado de estruturas que utilizam a forma de onda de tensão de rede para referências e sincronismo;
- O baixo fator de potência e, consequentemente, a elevada energia reativa circulante exige um sobredimensionamento dos condutores da rede de distribuição;
- Harmônicas de corrente de neutro provocam níveis de tensão neste condutor, muitas vezes provocando desbalanceamento de tensões entre pontos de aterramento distintos;
- Bancos capacitivos conectados em paralelo à rede para diminuição do fator de deslocamento apresentam características de impedância decrescente com o aumento da frequência. Consequentemente, tensões com alta taxa de distorção harmônica provocam elevados valores de harmônicas de corrente circulante por estes capacitores
- Problemas de ressonância entre bancos capacitivos e indutâncias conectadas à linha que podem provocar um aumento das correntes harmônicas circulantes;
- Aumento das perdas nos transformadores, seja por efeito Joule nos enrolamentos, agravado pelo efeito pelicular (Skin Effect), como por efeito da histerese e correntes de Foucalt no núcleo magnético.

O filtro ativo paralelo (FAP) constitui uma solução interessante para a compensação de harmônicos de corrente, no caso de cargas não lineares, e correção do fator de potência de cargas lineares e não lineares.

II. DESCRITIVO DO PROJETO

O conceito do filtro ativo paralelo pode ser apresentado através da analogia com as técnicas de cancelamento ativo de ruído ANR (Active Noise Reduction), ou seja, interferir no sinal indesejado de modo a atenuá-lo . Isto é possível se for gerado uma interferência destrutiva,

[1] Este projeto foi contratado pela concessionária COPEL, Companhia Paranaense de Energia e desenvolvido no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC – Curitiba/PR.

ou seja, um sinal de mesma amplitude e fase oposta. A extensão deste princípio aos sistemas de distribuição de energia elétrica gera o diagrama simplificado da figura 1. A rede de distribuição, representada pela fonte de tensão Vs, está sujeita a uma carga não linear (ou linear com baixo fator de potência). As grandezas elétricas, que podem ser as tensões e correntes de carga e de rede, dependendo da estratégia adotada, são as variáveis monitoradas pelo FAP que, após processamento, gerarão os harmônicos de corrente para redução dos harmônicos indesejáveis que circulam pela rede. A principal diferença em relação ao controle ativo de ruído é que, no FAP, deseja-se manter a componente fundamental de corrente (60 Hz) e esta, em fase com a fundamental de tensão. Com isso, garante-se um alto fator de potência e baixa distorção harmônica da corrente drenada da rede elétrica.

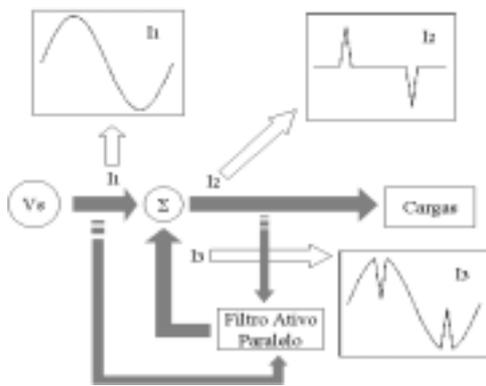



FIGURA 1 – Diagrama simplificado da atuação de um filtro ativo paralelo

Apesar do filtro ativo paralelo ser mais indicado para compensação de reativos, redução da taxa de distorção harmônica de corrente e correção do fator de potência, ele contribui também para a melhoria das taxas de distorção harmônica de tensão provocadas por correntes com características altamente não-lineares. Esta situação é comum em retificadores monofásicos e trifásicos com filtro capacitivo. A figura 2 mostra uma representação simplificada de uma instalação elétrica onde vários consumidores estão conectados ao mesmo transformador e mesma fase. A tensão entregue aos consumidores é denominada V_{cons}.

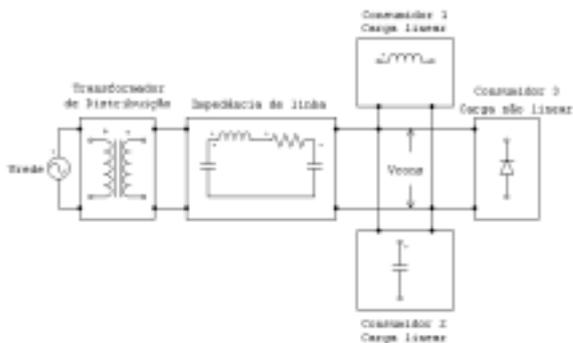



FIGURA 2. Diagrama simplificado de uma instalação elétrica onde vários consumidores estão conectados ao mesmo ponto de distribuição.

Devido à presença de uma carga altamente não linear, a corrente drenada pela mesma provoca uma queda de tensão na impedância equivalente de linha. Com isso, ocorre um achatamento da forma de onda de tensão, próximos ao valor de pico, fornecida aos consumidores conectados em paralelo a esta carga não linear, conforme demonstra a figura 3.

Para um entendimento da operação do filtro ativo paralelo como gerador de harmônicos de corrente pode-se implementar uma fonte de tensão equivalente V_{eq} de tal forma que o controle da amplitude e forma de onda desta tensão, conectado através de uma impedância à rede, consiga impor a forma de corrente desejada, de tal forma que a rede forneça apenas a componente fundamental de corrente e em fase com a tensão gerada. Isto é possível utilizando-se uma estrutura bidirecional em corrente e tensão, conforme figura 4. O inversor de tensão monofásico em ponte completa VSI (do inglês, Voltage Source Inverter), conforme figura 5, apresenta as características necessárias para funcionamento do filtro ativo.

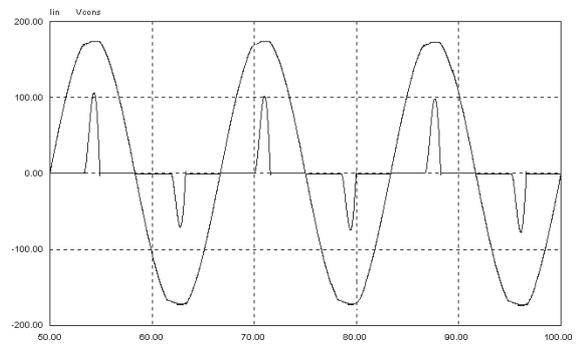



FIGURA 3 – Tensão entregue às cargas e corrente drenada pela carga não linear

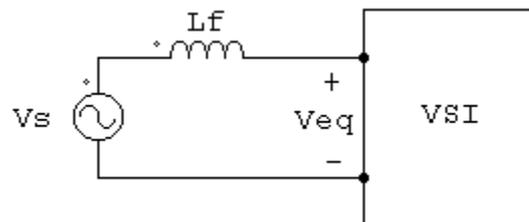



FIGURA 4 – Estrutura bidirecional em corrente e tensão para operação como filtro ativo.

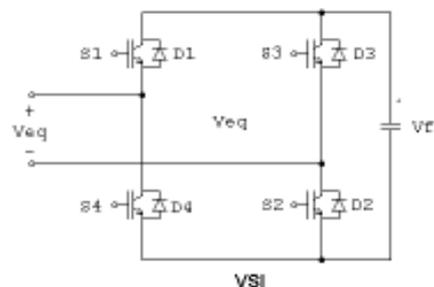



FIGURA 5 – Inversor de tensão monofásico.

A fim de projetar as malhas de controle de corrente e tensão para geração das correntes de referência, ou seja, as formas de corrente necessárias para que o inversor de tensão monofásico possa injetar/absorver as harmônicas geradas por cargas não lineares, foram modelados os in-

versores de tensão modulados a dois e três níveis, conforme mostram as tabelas 1 e 2.

TABELA 1
tabela com as equações que descrevem os inversores de tensão monofásicos.

INVERSOR A DOIS NÍVEIS	INVERSOR A TRÊS NÍVEIS
$V_{eq}(t)$	$D(q_{eq})$

As equações mostradas na tabela 1 representam a dependência da tensão equivalente em função da razão cíclica D. As variações de corrente circulante pelo indutor de acoplamento Lf em função da razão cíclica e em função da tensão de controle na modulação, para o inversores de tensão monofásicos são apresentados na tabela 2, onde Vf é a tensão no barramento CC do inversor.

TABELA 2
funções de transferência para o compensador de corrente do inversor de tensão.

F.T.	INVERSOR A DOIS NÍVEIS	INVERSOR A TRÊS NÍVEIS

O procedimento para a determinação da malha de tensão, responsável principalmente pelo controle da potência ativa circulante pelo sistema será feito, inicialmente, a partir da configuração de potências geradas conforme figura 6. Através desta figura pode-se concluir que a componente de $i_L(t)$ em quadratura com a tensão de rede não varia se aumentarmos a amplitude de $V_{eq}(t)$ (mantendo esta tensão em quadratura com a rede). Portanto, o produto entre a tensão equivalente e a componente em quadratura da corrente circulante no indutor de acoplamento deve ser proporcional à potência útil circulante no sistema filtro ativo. Portanto:

$$V_r \cdot \cos(\omega t) \cdot i_L(t) = -C_f \cdot \frac{d}{dt} V_f(t) \qquad (1)$$

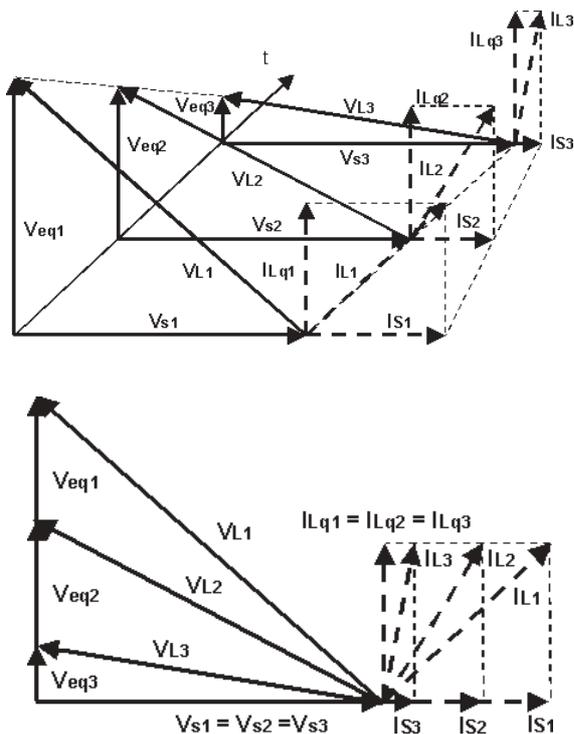



FIGURA 6 - Diagrama de correntes geradas pela variação da tensão equivalente Veq.

Considerando a componente em quadratura da corrente do indutor:

$$V_r \cdot \cos(\omega t) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Lq} \cdot \cos(\omega t) = -C_f \cdot \frac{d}{dt} V_f(t) \qquad (2)$$

Assim, a envoltória de tensão $V_f(t)$ quando o capacitor absorve ou fornece potência ativa é dada por:

$$\left| V_f(t) \right| = \frac{V_r \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Lq}}{2 \cdot C_f} \cdot t = \frac{\sqrt{2} \cdot V_r \cdot V_s}{2 \cdot \omega \cdot L_f \cdot C_f} \cdot t \qquad (3)$$

Através das técnicas de modelamento baseado nos valores médios instantâneos, obteve-se os seguintes modelos canônicos [2] dos inversores de tensão, apresentados nas figuras 7 e 8 a seguir:

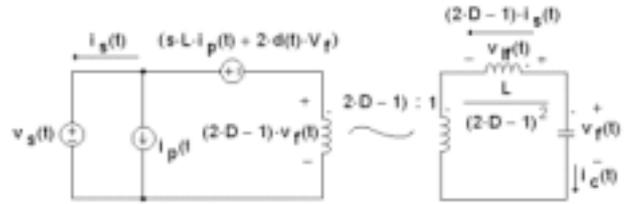



FIGURA 7 – Modelo canônico do inversor à dois níveis.

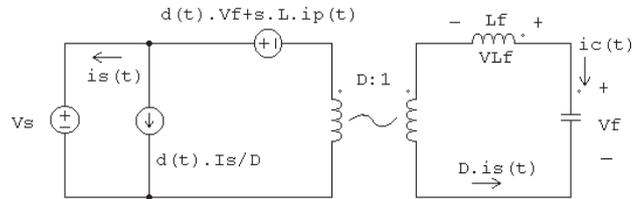



FIGURA 8 – Modelo canônico do inversor à três níveis.

A ondulação em alta freqüência da corrente no indutor de acoplamento nos inversores à dois níveis e três níveis, são mostradas nas figuras 10 e 11 :

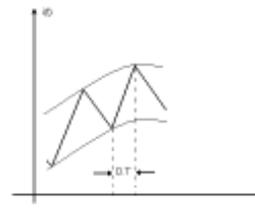



FIGURA 9 – Ondulação de corrente em alta freqüência.

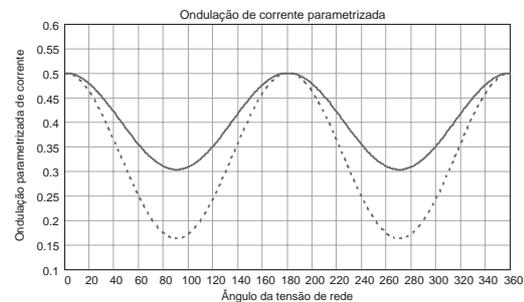



FIGURA 10 – Ondulveis.ação de corrente no indutor parametrizada no inversor à dois níveis.

Observa-se que a ondulação máxima ocorre para um ângulo de tensão de rede igual a 0º , 180º , 360º. Portanto, basta projetarmos o indutor de acoplamento levando-se em consideração o valor de pico desta ondulação média parametrizada.

No caso do inversor à três níveis, as ondulações máximas não ocorrem em um único ponto, e dependem de várias variáveis de projeto.

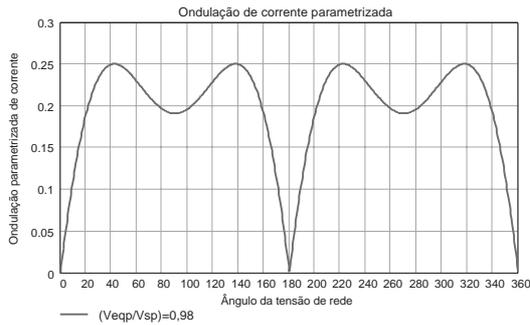



FIGURA 11 – Ondulação de corrente no indutor parametrizada no inversor à três níveis.

A malha de controle de corrente implementada é mostrada na figuras 12.

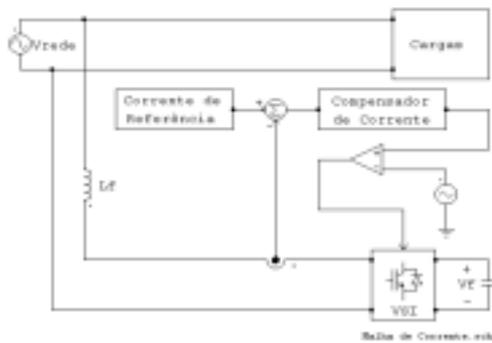



FIGURA 12 – Malha de controle de corrente.

A malha de controle de corrente implementada é mostrada na figuras 13.

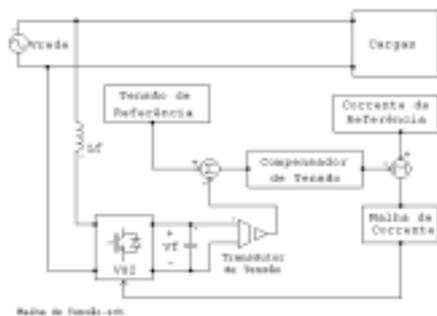



FIGURA 13 – Malha de controle de tensão.

A figura 14 apresenta os resultados de simulação obtidos para o filtro ativo proposto.

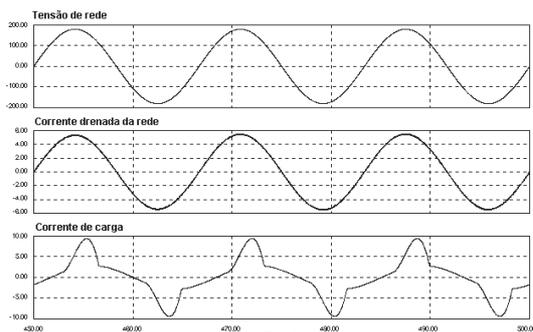



FIGURA 14 – Resultados de simulação.

III. RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO CIRCUITO DE CONTROLE

A fim de demonstrar a validade dos modelos e equacionamentos empregados para determinação das malhas de controle, empregou-se um kit de desenvolvimento baseado no DSP Motorola, família DSP56F80x, para determinação da corrente de referência a ser seguida pelo inversor de tensão. A taxa de amostragem dos conversores AD (dos transdutores de corrente de carga e tensão de rede) foi de 15,36 kHz, resultando em 256 pontos em um ciclo de rede (60 Hz). O transdutor de corrente empregado foi um sensor Hall, modelo LA-50P. A tensão de rede foi amostrada através de um transformador de baixa freqüência.

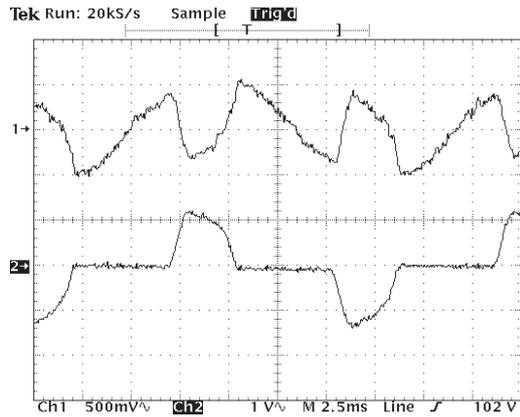



FIGURA 15 – Resultados experimentais.

IV. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos até o momento comprovam a validade dos equacionamentos apresentados. A implementação do controle, a partir da monitoração da corrente de carga e tensão de rede permitem, além da determinação das correntes de referência, um monitoramento das grandezas elétricas para determinação dos parâmetros de qualidade de energia fornecidas. O circuito de controle, baseado numa plataforma de processamento digital Motorola DSP56F80x, demonstram a flexibilidade dos DSPs para controle de estruturas de filtragem ativa.

V. AGRADECIMENTOS

Agradecimentos especiais à equipe de coordenação COPEL, Eng. Maurício Robles Ortega e Eng. Maurício Valença, responsáveis pelas medições de qualidade de energia efetuadas em campo.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] E.Bettega, J.N.Fiorina, “Active Harmonic Conditioners and Unity Power Factor Rectifiers”, Cahier Technique no.183, Schneider Electric, June 1999.

[2] B.Singh, K.Al-Haddad, “A Review of Active Filters for Power Quality Improvement”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.46, no.5, October 1999, pp.960-971.

[3] H.Akagi, Y.Kanazawa, A.Nabae, “Generalized Theory of the Instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits”, IPEC’83 – International Power Electronics Conference, Tokyo, Japan, 1983, pp.1375-1386.

[4] R.W.Erickson – “Fundamentals of Power Electronics”, Kluwer Academic Publishers, 1999, 5th Printing, USA.

Aplicação do STATCOM na Distribuição: Regulação de Tensão e Controle de Fator de Potência

C. A. C. Cavaliere, E.H. Watanabe, M. Aredes , P.G. Barbosa, F. D. Jesus,
J. R. de Carvalho, A. C. C. Moreira, F. E. R. Fraga, M. J. Leal.

RESUMO

Este artigo apresenta resultados obtidos no projeto de pesquisa em desenvolvimento pelo Laboratório de Eletrôni-ca de Potência da COPPE/UFRJ e pela CERJ, intitulada "Investigação de dispositivos semicondutores de potência para a melhoria da qualidade de serviço a clientes - STATCOM". Este projeto está integrado ao programa anual de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (P&D) da CERJ e tem como ob-jetivo global investigar a aplicação de novos dispositivos de condicionamento de energia ("custom powerdevices") na me-lhoria da qualidade da energia elétrica fornecida aos clientes. O dispositivo estudado neste projeto é o STATCOM (STATic Synchronous COMpensator) aplicado em sistemas de distribuição. Neste artigo, também é apresentado o funcionamento básico, topologias e o controle de tensão e de fator de potência que podem ser realizados através do STATCOM.

PALAVRAS-CHAVE

Custom Power, FACTS, STATCOM, Voltage Sag, Voltage Regulation.

I. INTRODUÇÃO

O STATCOM é um equipamento FACTS (Flexible AC Transmission System) utilizado para o controle de potência reativa. Os elementos básicos deste equipamento são o transformador de acoplamento e o transformador de redução de harmônicos, os inversores e o capacitor do lado cc, conforme mostrado na Figura 1.

Este equipamento foi, inicialmente, proposto para aplicação em sistemas de transmissão [1]. Porém, em 1995 a aplicação deste equipamento em sistemas de distribuição foi proposta, seguindo o conceito de Custom Power [2]. Neste tipo de aplicação, o controle de potência reativa para aumentar a capacidade de transmissão de energia em uma linha de transmissão é substituído pelo controle de potência reativa para a correção do fator de potência ou da tensão. A primeira aplicação tem por objetivo a melhoria da eficiência do sistema e a segunda a melhoria da qualidade da tensão.

As vantagens do uso do STATCOM em sistemas de trans-missão são conhecidas, porém, é necessária a verificação do uso deste equipamento em redes de sub-transmissão e distribuição de energia elétrica, ou mesmo, o seu uso para consumidores ou grupos de consumidores específicos.

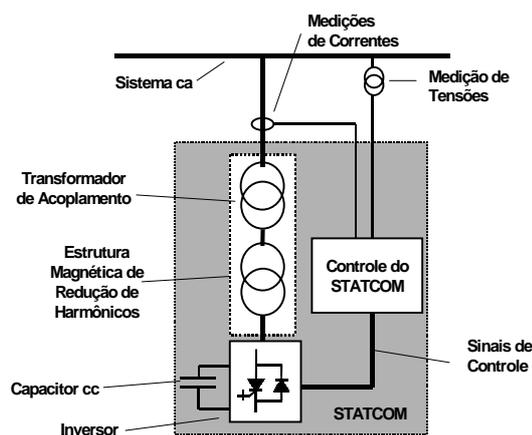



FIGURA 1 - Diagrama em blocos simplificado do STATCOM - partes básicas.

II. O STATCOM

A. Princípio de Operação do STATCOM

O princípio de funcionamento do STATCOM pode ser descrito através do diagrama mostrado na Figura 2, o qual é uma simplificação do STATCOM e do sistema elétrico [3].

No esquema simplificado, mostrado na Figura 2, o sistema elétrico e o STATCOM são representados, respectivamen-te, pelas fontes de tensão VS e Vi. A fonte de tensão Vi foi representada sem os componentes harmônicos presentes na saída do conversor. A reatância indicada por XL representa as reatâncias somadas dos circuitos equivalentes Thévenin considerando o sistema e o transformador de conexão do STATCOM. Também, na Figura 2 é mostrado o diagrama fasorial das tensões. Neste diagrama,   é o ângulo de defasagem entre as tensões do sistema e do STATCOM.

C. A. C. Cavaliere e F. D. Jesus estão em seus estudos de doutoramento em engenharia elétrica na UFRJ - Univerisade Federal do Rio de Janeiro. (e-mail: cavaliere@coe.ufrj.br, fabio@coe.ufrj.br)

E. H. Watanabe e M. Aredes são professores doutores da COPPE/UFRJ – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ. (e-mail: watanabe@ufrj.br, aredes@ufrj.br)

P. G. Barbosa é professor doutor da UFJF – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação da Universidade Federal de Juiz de For a, Minas Gerais – RJ.(e-mail: pedro.gomes@ufjf.edu.br)

J. R. de Carvalho, A. C. C. Moreira, F. E. R. Fraga, M. J. Leal são funcionários da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro –

RJ, rua *Praça Leoni Ramos, no 1,* CEP 24210-205,Niteroi, RJ, Brasil. (e-mail:jcr@cerj.com.br, accm@cerj.com.br, ffraga@cerj.com.br, mleal@cerj.com.br)

O conteúdo deste trabalho está submetido para apresentação no VI Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica (VI SBQEE’2003).

As potência ativa e reativa entre as duas fontes de tensão, em regime permanente, podem ser descritos através de:

$$P_S = \frac{V_S.V_I}{X_L}.sen\delta \; , \qquad (1)$$

$$Q_S = \frac{V_S^{\;2}}{X_L} - \frac{V_S.V_I}{X_L}.\cos\delta \qquad (2)$$

Considerando as equações de potência anteriores, e os diagramas fasoriais na figura 2, destacam-se algumas situações:

(1) Quando a tensão V_I está adiantada da tensão V_S, -90º < δ < 0, existe potência ativa saindo do STATCOM na direção da rede, P_S < 0, figura 3.(a).

(2) Quando a tensão V_I está atrasada da tensão V_S, 0 < δ < 90º, existe potência ativa indo da rede para o STATCOM, P_S > 0, figura 3.(b).

(3) Quando a tensão V_I está em fase com a tensão V_S, = 0, e $|V_I| = |V_S|$, não existe potência ativa ou reativa, P_S = 0 e Q_S = 0, figura 3.(c).

(4) Quando a tensão V_I está em fase com a tensão V_S, δ = 0, e $|V_I| < |V_S|$, não existe potência ativa, P_S = 0, porém existe potência reativa indutiva, Q_S > 0, figura 3.(d).

(5) Quando a tensão V_I está em fase com a tensão V_S, δ = 0, e $|V_I| > |V_S|$, não existe potência ativa, P_S = 0, porém existe potência reativa capacitiva, Q_S < 0, figura 3.(e).

As situações apresentadas mostram como o STATCOM opera em relação ao sistema elétrico ao qual está conectado.

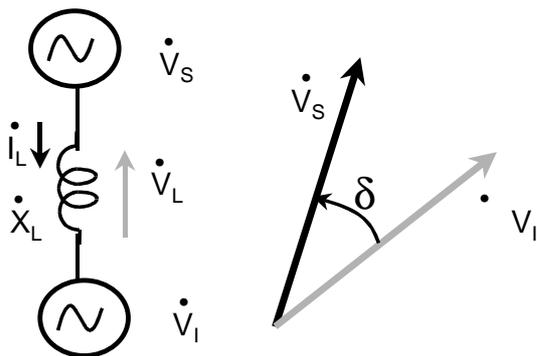



FIGURA 2 - Diagrama em blocos simplificado do STATCOM - partes básicas.

Através destes resultados verifica-se que caso as tensões do sistema CA e do STATCOM estejam sincronizadas e em fase, não há potência ativa em nenhum sentido; porém, se a amplitude das tensões forem diferentes, observa-se a existência de potência reativa.

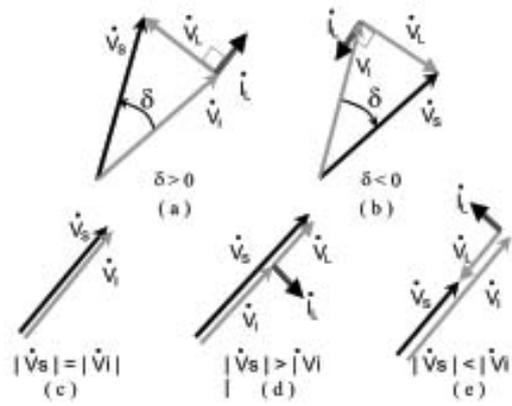



FIGURA 3 - Diagramas fasoriais das tensões e corren-tes do sistema elétrico e do STATCOM.

Desta forma o STATCOM pode operar como um banco trifásico de indutores variáveis gerando correntes atrasadas de 90º em relação à tensão do sistema elétrico ou como um banco de capacitores trifásicos variáveis, gerando correntes adiantadas de 90º. Realizando para isto, o controle contínuo de amplitude de tensão do inversor, através de pequenas defasagens entre as tensões da rede e do inversor.

III. O SISTEMA EXEMPLO

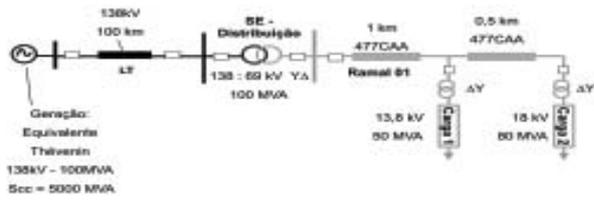
Para demonstrar o STATCOM atuando como equipamento controlador da tensão e de fator de potência, um sistema exemplo foi implementado. O sistema exemplo utilizado nos testes com o STATCOM está esquematizado na Figura 4. Detalhes dos componentes do sistema exemplo são fornecidos a seguir. A geração do sistema é representa-da pelo equivalente Thévenin obtido através de fontes de tensão em série com uma reatância.

Para este sistema foram consideradas a tensão de 138 kV e a potência de curto circuito de 5000 MVA.

A linha de transmissão que conecta a geração à subestação é uma linha de 100 km com o perfil mostrado na Figura 4 [5]. Nesta linha os condutores são do tipo 397,500 CM, 26/7 Strand ACSR e os cabos pára-raios são do tipo 2/0 ACSR. Considerou-se neste caso a resistividade do solo, = 100 /m., e foi utilizado o modelo de circuito RL com acoplamentos apresentado no programa ATP/EMTP [6].

A subestação é composta por um único transformador cujas características são a ligação Y , fazendo o abaixa-mento da tensão do valor de 138 KV para 69 kV. Este transformador tem a potência de 100 MVA, e a reatância de dispersão de 5%. O ramal de distribuição é composto por cabos tipo 477 CAA. Conforme mostrado no esquema da Figura 4, o ramal do caso exemplo é constituído por duas seções, sendo a primeira com 1 km, e a segunda com 0,5 km. O caso exemplo contém duas cargas que são alimentadas pelo ramal de distribuição.

A carga 1 possui a potência máxima de demanda de 50 MVA e localiza-se ao final do trecho de 1 km do ramal de distribuição. A tensão de operação desta carga é de 13,8 kV. Para isto utiliza-se um transformador abaixador de 50 MVA, 69 : 13,8 kV, Y, e Xt = 5%. A variação da potência ativa e reativa da carga 1 ao longo do tempo é mostrada na

figura 5. Nesta figura, 1 p.u. = 50 MVA e a representação o período de um dia foi resumido para 5 segundos.

O baixo fator de potência observado em alguns intervalos de operação da Carga 1 é corrigido através da inserção de bancos de capacitores chaveados. Cada banco é composto por capacitores totalizando 200 F em cada fase, totalizando 14,36 Mvar.

A carga 2 possui a potência máxima de demanda de 80 MVA e localiza-se ao final do ramal de distribuição, sendo a distância do início do ramal 1,5 km. A tensão de operação desta carga é de 18 kV. Para isto é utilizado um transformador de 80 MVA, 69 : 18 kV, Y, e Xt = 4%.

A variação da potência ativa e reativa da carga 2 ao longo do tempo é mostrada na figura 6.

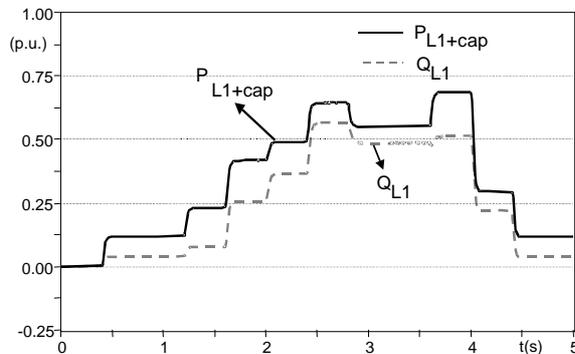



FIGURA 5 - Variação de potência ativa e reativa na carga 1.

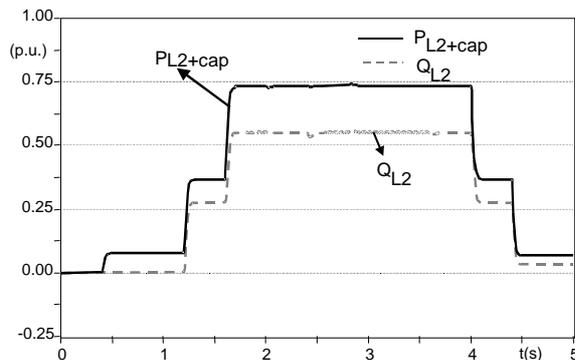



FIGURA 6 - Variação de potência ativa e reativa na carga 2.

Nesta figura, 1 p.u. = 80 MVA e a representação o período de um dia foi resumido para 5 segundos. Para a carga 2, existe um banco de capacitores fixo, com o valor de capacitância de 5 F, ligados em estrela aterrada. Este banco fixo corresponde a uma potência de compensação de - 611 kvar. Também são utilizados dois bancos de capacitores chaveados. Cada banco é composto por capacitores totalizando 150 F em cada fase e representando, no total, 18,32 Mvar de potência reativa.

A. Simulação do Sistema Exemplo

O sistema apresentado foi implementado no programa de transitórios eletromagnéticos ATP/EMTP [6].

Os resultados mostrados a seguir foram considerando as variações de potência nas cargas 1 e 2 e o chaveamento dos bancos de capacitores visando a correção do fator de potência nas cargas. Alguns pontos de medição, mostrados na Figura 7, foram destacados no esquema do ramal de distribuição para auxiliar a discussão dos resultados.

Nos resultados mostrados na Figura 8, verifica-se que para os instantes de máxima carga a tensão ao longo do ramal de distribuição encontra-se abaixo do valor mínimo desejados (0,95 p.u.). No entanto, o resultado mostrado na Figura 9, mostra que o chaveamento dos bancos de capacitores controla o fator de potência nas cargas 1 e 2, mantendo o valor de fator de potência acima do limite de 0,92.

Nos resultados apresentados verifica-se que o sistema exemplo possui problemas de afundamento de tensão durante as condições de picos de demanda de potência nas cargas 1 e 2. E nestes sistema, a correção de fator de potência é eficaz, porém a variação em valores discretos dos bancos de capacitores provoca perturbações ao longo do ramal de distribuição podendo afetar cargas sensíveis distribuídas ao longo deste.

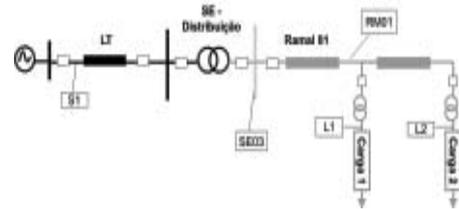



FIGURA 7 - Pontos de medição no sistema exemplo.

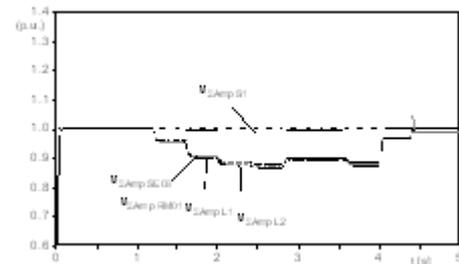



FIGURA 8 - Amplitude das tensões nos pontos de medi-ção do ramal.

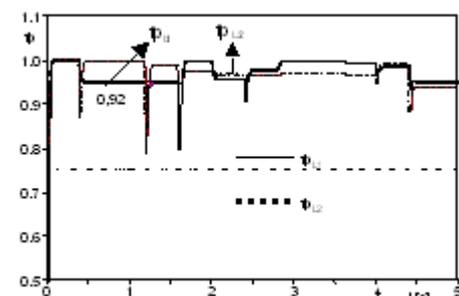



FIGURA 9 - Fator de potência nas cargas 1 e 2 medidos nos pontos L1e L2.

IV. APLICAÇÃO DO STATCOM PARA O CONTROLE DE TENSÃO

A. O controle de tensão

O esquema do controle de tensão proposto é mostrado na Figura 10. Neste esquema, o valor de amplitude de tensão é calculado através do valor coletivo de tensão (v Amp) [7] calculado por:

$$v_{\Sigma Amp} = \sqrt{\frac{2}{3}}.\sqrt{v_a^2 + v_b^2 + v_c^2} \quad (3)$$

e este valor é comparado com uma referência, V*, calculada através de:

$$V^* = \alpha.I + V_o^*, \quad (4)$$

onde   é a taxa de regulação e, Vo*. é o valor de referência nominal de tensão, sendo estes calculados por:

$$\alpha = \frac{V_{Max} - V_{Min}}{I_{IndMax} - I_{CapMax}}, \quad (5),$$

$$v_o = \frac{V_{Min}.I_{IndMax} - V_{Max}.I_{CapMax}}{I_{IndMax} - I_{CapMax}} \quad (6)$$

a partir dos valores de tensão máximo, VMax, e mínimo, VMin, permitidos na regulação, e os valores disponíveis dos máximos de corrente indutiva e capacitiva, IIndMax, e ICapMax.

No cálculo da referência de tensão, mostrado na Figura 11, a potência imaginária instantânea [8] [9] faz a relação da potência reativa com a corrente de compensação determinado se a compensação é do tipo indutiva (+) ou capacitvia (-). Este sinal é então utilizado em (4) para indicar o valor de tensão desejada.

O erro entre o valor de amplitude de tensão medida e o valor calculado como referência é utilizado por um controlador proporcional e integral para gerar um sinal de controle. Este sinal de controle faz o ajuste da potência reativa de compensação sendo gerada pelo STATCOM de forma a resultar no valor de tensão desejado pela referência.

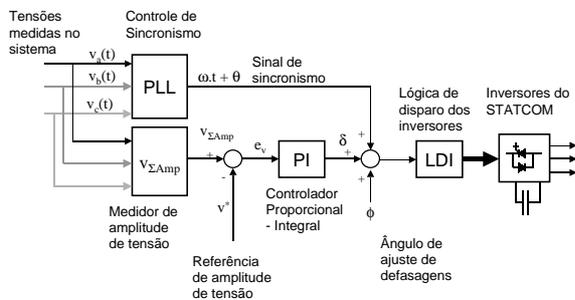



FIGURA 10 - Controle de tensão do STATCOM.

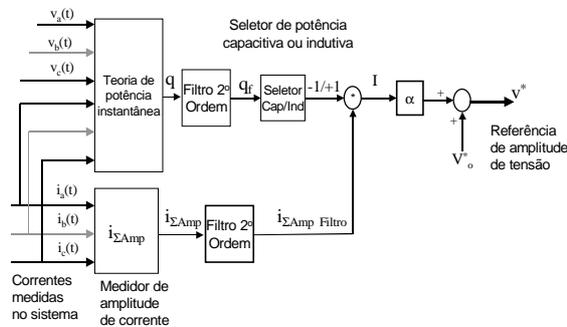



FIGURA 11 - Cálculo da referência de tensão para o controle.

Implementando este controle de tensão através de um STATCOM de quasi 48 pulsos [3] [10] [11] e 50 MVA conectado ao ponto de entrada do ramal de distribuição, indicado como ponto de medição SE03, conforme mostrado no esquema da figura 12, foram obtidos os resultados mostrados na figura 13 a figura 15.

Nestes resultados verifica-se que a tensão no ponto SE03 e dos outros pontos do ramal (RM01 e L2) de distribuição ficam dentro da margem desejada (0,95 a 1,05 p.u.) durante todo o período analisado.

O STATCOM de 50 MVA conectado ao ponto SE03 garantiu que a tensão ao longo do ramal fosse regulada dentro das margens desejadas para todos os eventos de variação de carga simulados.

V. APLICAÇÃO DO STATCOM PARA O CONTROLE DE FATOR DE POTÊNCIA

Nesta seção é proposta a aplicação de um STATCOM quasi 24 pulsos [3] [10] [11] e 25 MVA, para fazer o controle de fator de potência dinâmico na carga 2 substituindo o banco de capacitor chaveado.

O controle proposto, cujo esquema é mostrado na Figura 16, funciona através do cálculo da potência reativa existente na carga e a potência reativa produzida pelo STATCOM. Uma vez calculada a potência reativa na car-ga, este valor é comparado com o valor de potência reativa necessário para a obtenção do fator de potência desejado. A diferença destes valores de potência reativa é o valor da potência reativa de compensação que será fornecida pelo STATCOM. Neste esquema de controle, a comparação entre o valor de potência reativa de compensação gerada pelo STATCOM e a potência de referência é o sinal utilizado pelo controlador proporcional e integral gerar o sinal de controle.

O resultado obtido para este controle é mostrado na figura 17. Nesta figura o resultado é comparado com os resul-tados obtidos na situação sem a compensação e com os bancos de capacitores chaveados.

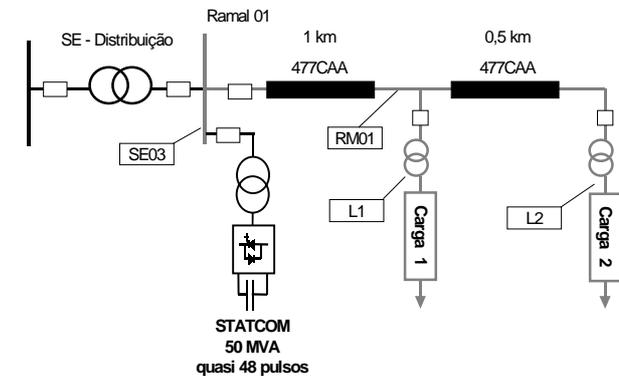



FIGURA 12 - Localização do STATCOM no sistema exemplo.

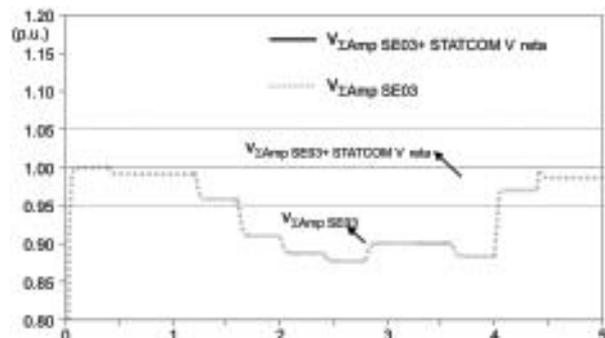



FIGURA 13 - Amplitudes de tensão no ponto SE03 sem e com o STATCOM.

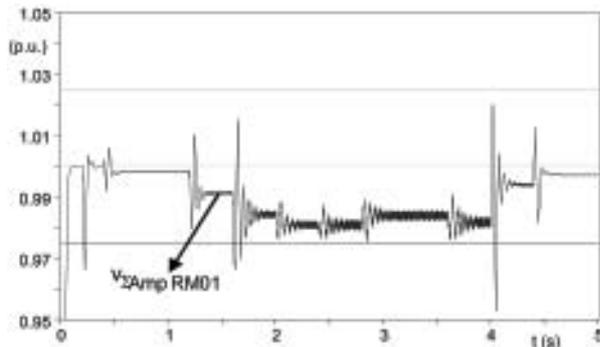



FIGURA 14 - Amplitude de tensão no ponto do ramal de distribuição RM01.

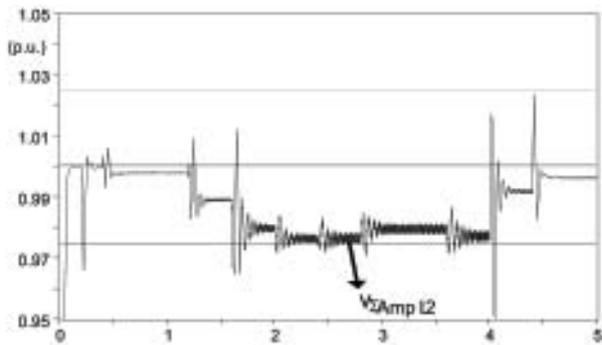



FIGURA 15 - Amplitude de tensão no ponto do ramal de distribuição L2.

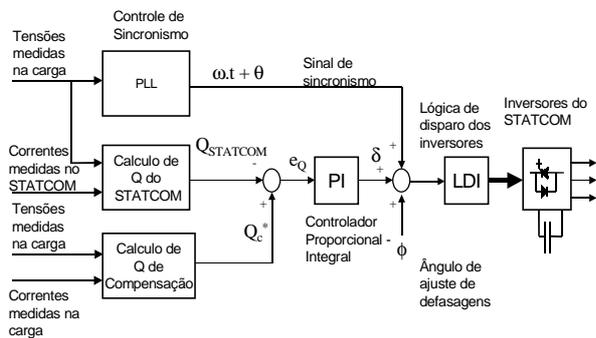
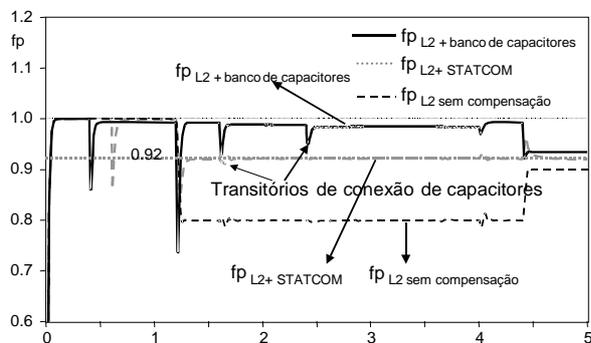



FIGURA 16 - Controle de fator de potência.

FIGUA 17 - Fator de potência na carga 2, (a) sem compensação, (b) com bancos de capacitores chaveados, (c) com o controle de fator de potência do STATCOM.

Verifica-se nestes resultados que o controle de fator de potência realizado através do STATCOM mantém o fator de potência no ponto de medição L2 no valor mínimo necessário (0,92) através da compensação dinâmica dos reativos gerados por esta carga. Este resultado é bem melhor do que o resultado onde não há compensação.

No entanto, o resultado obtido através dos bancos de capacitores, devido a um excesso de potência reativa de compensação que é resultante da variação discreta dos valores dos bancos de capacitores, é melhor do que o obtido pelo STATCOM. Porém, estes resultados introduzem variações bruscas, transitórios e ressonâncias e não podem ser ajustados às variações dinâmicas de potência reativa na mosforma precisa como foi obtida pelo STATCOM.

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho a aplicação do STATCOM em sistema de distribuição foi apresentada através de proposta de controles para a tensão e para o fator de potência.

Num sistema exemplo apresentado mostrou-se a eficácia do STATCOM fazendo a regulação da tensão num ponto deste sistema de forma dinâmica e contínua.

Neste mesmo sistema exemplo também foi apresentado a aplicação do STATCOM fazendo o controle de fator de potência. Nesta aplicação verifica-se que o controle dinâmico de fator de potência realizado pelo STATCOM mantém o fator de potência no valor de referência e evita a existência de transitórios de tensão e corrente.

VII. REFERÊNCIAS

[1] N. G. Hingorani, "Flexible AC Transmission", IEEE Spectrum, April 1988.

[2] N. G. Hingorani, "Introducing Custom Power", IEEE Spectrum, pp. 41-48, June 1995.

[3] C. A. C. Cavaliere, "Análise de STATCOM Operando em Sistemas Desbalanceados," Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Julho.

[4] W. D. Stevenson Jr., "Elementos de Análise de Siste-mas de Potência, Editora McGraw Hill do Brasil LTDA., 1975.

[5] P. M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems", IEEE Press Power Systems, Engineering Series, New York, 1995.

[6] Alternative Transients Program Rule Book, Leuven EMTP Center, Belgium, July, 1987.

[7] M. Aredes, "Active Power Line Conditioners", Ph. D. Thesis, Technische Universität Berlin, Berlin, 1996.

[8] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, A., "Instantaneous Reactive Power Compensator Comprising Switching Devices Without Energy Storage Components", IEEE Trans. Industry Applications, vol. IA-20, May-Jun. 1984.

[9] M. Aredes, E. H. Watanabe, "New Control Algorithms for Series and Shunt Three-Phase Four-Wire Active Power Filters," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 10, No. 3, July. 1995, pp. 1649-1656.

[10] C. A. C. Cavaliere, E. H. Watanabe, M. Aredes, "Analysis and Operation of STATCOM in Unbalanced Systems," International Conference on Power Systems Transients - IPST 2001, Rio de Janeiro, Brasil, junho 2001.

Correção Ótima do Fator de Potência de Sistemas Elétricos Industriais com Harmônicos

D.Sc. J. T. Oliveira, UFRN; E. F. Silva, UFRN e G. Bezerra Jr., COSERN

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia de cálculo para correção do fator de potência em sistemas elétricos industriais com harmônicos. Esta, por sua vez, é denominada Forma Direta de busca em uma variável. O método calcula o fator de potência variando o valor da capacitância do capacitor a ser introduzido no sistema elétrico. A partir da formulação matemática do sistema e desta técnica de otimização foi possível desenvolver a ferramenta computacional "Fator de Potência Harmônico Ótimo (FPHO)". Como ilustração desta técnica, é mostrada uma simulação de um exemplo de aplicação implementado computacionalmente. Os resultados são satisfatórios.

PALAVRAS-CHAVE

Fator de Potência, Harmônicos, Método Numérico, Otimização.

I. INTRODUÇÃO

Com o aumento da utilização de dispositivos de estado sólido em sistemas elétricos de potência para conversão de freqüência, potência e controle, surgiram alguns problemas, dentre os quais, o principal é o aparecimento de tensões e correntes harmônicas. Uma das conseqüências é o baixo fator de potência. Esse problema pode ser contornado, através da instalação de filtros passivos ou ativos. Em se tratando de instalar um filtro passivo no sistema, o problema consiste em dimensionar o filtro.

Para se fazer a correção do fator de potência e obter a solução mais adequada é necessário levar em consideração que o sistema possua tensão não senoidal. Através de um método matemático, encontra-se o capacitor ótimo.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma técnica de cálculo denominado Forma Direta e mostrar uma aplicação com o *software* desenvolvido a partir dela.

Para se resolver o problema de otimização se faz necessário o conhecimento de métodos matemáticos que possibilitem a localização do ponto ótimo (máximo ou mínimo) da função objetivo considerada na modelagem do problema. Porém, deve-se garantir que, dentro de um intervalo qualquer, não esteja contido mais do que um ponto de máximo ou de mínimo, pois os métodos matemáticos baseados em derivadas só localizam máximos ou mínimos locais.

II. ABORDAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A formulação de um problema de otimização requer o conhecimento de uma função objetivo a ser otimizada, as restrições impostas às variáveis e/ou à função objetivo, e um método de solução, a partir do qual a solução é determinada.

O fator de potência na carga será selecionado como a função objetivo a ser otimizada com respeito ao capacitor. A otimização dessa função implica em maximizá-la. Para a solução, será empregada a forma Direta de busca em uma variável.

Formulação da Função Objetivo:

O sistema elétrico a ser analisado é equivalente ao da Figura 1.

A impedância para cada harmônico, vista pela fonte de tensão em condições não senoidais, é dada por (1).

$$Z_{sh} = r_t + jx_t + \frac{R_l + jhX_l}{(1 - h^2\omega_0 X_l C) + jhR_l\omega_0 C} \qquad (1)$$

Desenvolvendo (1) obtemos:

$$Z_{sh} = \left(r_t + \frac{R_l Z_1 + hX_l Z_2}{Z_1^2 + Z_2^2} \right) + j\left(hx_t + \frac{hX_l Z_1 - R_l Z_2}{Z_1^2 + Z_2^2} \right)$$

onde

$Z_1 = 1 - h^2\omega_0 X_l C$ e $Z_2 = hR_l\omega_0 C$

ou

$Z_{sh} = R_{sh} + jX_{sh}$ (2)

sendo

$$R_{sh} = r_t + \frac{R_l Z_1 + hX_l Z_2}{Z_1^2 + Z_2^2} \quad \text{e} \quad X_{sh} = hx_t + \frac{hX_l Z_1 - R_l Z_2}{Z_1^2 + Z_2^2}$$

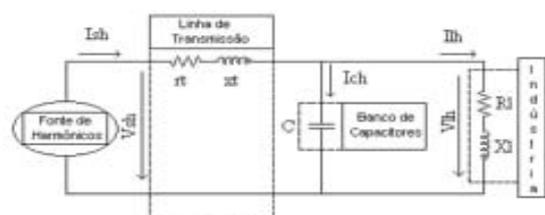



FIGURA 1. Configuração do sistema elétrico

Este trabalho foi financiado pelo "Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da COSERN, dentro do Projeto de Transitórios Eletromagnéticos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica" em convênio com os Departamentos de Engenharia Elétrica e de Engenharia de Computação e Automação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

J. T. Oliveira é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRN (e-mail: jtavares@ct.ufrn.br).

E. F. Silva é graduando em Engenharia Elétrica pela UFRN (e-mail: fernandeselves@bol.com.br).

Dessa forma, a admitância vista pela fonte é dada por:

$$Y_{sh} = \frac{R_{sh}}{R_{sh}^2 + X_{sh}^2} - j\frac{X_{sh}}{R_{sh}^2 + X_{sh}^2} \quad \text{ou}$$

$$Y_{sh} = G_{sh} - jB_{sh} \quad (3)$$

Assim, o módulo da corrente total fornecida pela fonte será:

$$I_s = \sqrt{\sum_h \left(G_{sh}^2 + B_{sh}^2\right) V_{sh}^2} \quad (4)$$

A tensão para cada harmônico na carga será:

$$V_{lh} = \frac{V_{sh}}{1 + Z_{th}\left(Y_{ch} + Y_{lh}\right)} \quad (5)$$

onde

$$Z_{th} = r_t + jhx_t\,, \quad Y_{ch} = jh\omega_0 C \quad \text{e} \quad Y_{lh} = G_{lh} - jB_{lh}$$

sendo

$$G_{lh} = \frac{R_{lh}}{R_{lh}^2 + X_{lh}^2} \quad \text{e} \quad B_{lh} = \frac{R_{lh}}{R_{lh}^2 + X_{lh}^2}$$

Desenvolvendo (5), obtemos a tensão total na carga:

$$V_l = \sqrt{\sum_h \left[\frac{V_{sh}^2}{\left(K_1^2 + K_2^2\right)}\right]} \quad (6)$$

sendo

$$K_1 = 1 + r_t G_{lh} - hx_t\left(h\omega_0 C - B_{lh}\right) \quad \text{e}$$

$$K_2 = hx_t G_{lh} - r_t\left(h\omega_0 C - B_{lh}\right)$$

A potência ativa total na carga será

$$P_l = \sum_h \left(V_{lh}^2 G_{lh}\right)$$

onde

$$V_{lh}^2 = \frac{V_{sh}^2}{K_1^2 + K_2^2}$$

Enfim, podemos expressar o fator de potência como:

$$PF_l = \frac{\sum_h \left(V_{lh}^2 G_{lh}\right)}{\sqrt{\sum_h \left[\frac{V_{sh}^2}{\left(K_1^2 + K_2^2\right)}\right]}\sqrt{\sum_h \left(G_{sh}^2 + B_{sh}^2\right) V_{sh}^2}} \quad (7)$$

ou $PF_l = \dfrac{P_l}{V_l I_s}$

III. FORMA DE CÁLCULO EMPREGADA

Forma Direta:

Este método consiste em fazer variar o valor da capacitância em uma faixa de valores e, aplicando em (7), calcular o fator de potência. Com os valores obtidos de fator de potência, constrói-se um gráfico, onde se pode observar sua variação em função do valor do capacitor a ser instalado em paralelo com a carga.

IV. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Dados do Sistema Elétrico:

Fonte de Tensão

O conteúdo harmônico da tensão fase-neutro da fonte é mostrado na Tabela 1.

TABELA 1
Conteúdo Harmônico da Fonte de Tensão

Fundamental	100%	2400 V
Quinto	5%	120 V
Sétimo	3%	72 V
Décimo primeiro	2%	48 V
Décimo terceiro	1%	24 V
Linha de Transmissão		
Resistência:		0,011537066 W
Reatância Indutiva:		0,115370666 W
Tensão nominal = 4160 V		
Indústria (Carga)		
Potência aparente:		5500 kVA
Fator de potência inicial:		0,6831

V. SIMULAÇÃO DO EXEMPLO COM FPHO

Para executar uma demonstração com FPHO deve-se seguir os passos abaixo mencionados:

Preencha os campos: Fonte - Máximo Harmônico Desejado: 13; Digite os dados da Tabela 1 (coluna 3 – Módulos de Tensões). Linha de Transmissão – Resistência: 0,011537066 W; Reatância Indutiva: 0,115370666 W; Tensão Nominal: 4160 V. Carga – Potência Aparente: 5500 kVA e Fator de Potência: 0,6831. Faixa de Capacitância Desejada: por exemplo: de 0 (zero) a 0.002 Faraday. Veja a Figura 2;

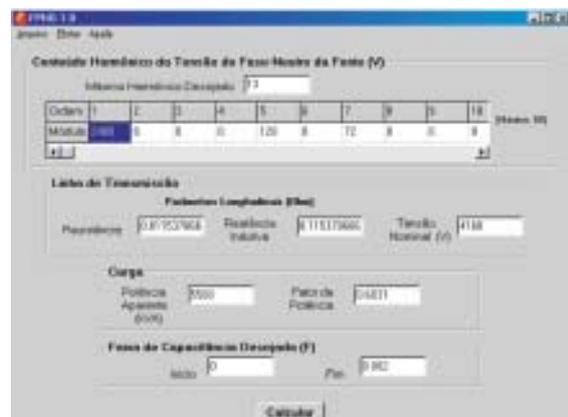



FIGURA 2. Tela do FPHO com os dados do sistema exemplo.

Depois de terminado o procedimento de preenchimento dos campos, pressiona-se o botão Calcular. Então a tela mostrada na Figura 3 será apresentada.

Para visualiza o gráfico basta pressionar o botão Plotar ou, se desejar, o botão Voltar, para mudar algum dado na tela inicial ou começar tudo de novo. Veja Figura 3.

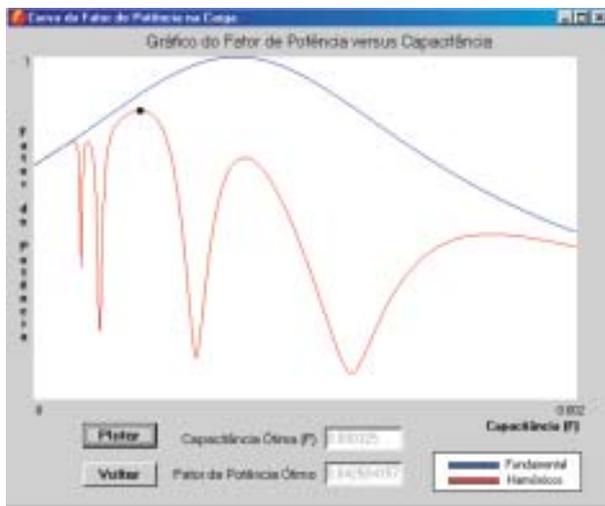



FIGURA 3. Comportamento da tensão na indústria (Carga) do sistema exemplo.

Na tela mostrada através da Figura 3 é possível saber o valor do Fator de Potência Ótimo com sua respectiva capacitância.

O resultado da aplicação mostrado na Figura 3 conduz às seguintes conclusões:

Houve uma melhoria considerável no fator de potência da indústria;

O fator de potência encontrado é o ótimo;

O sistema não teria fator de potência unitário em virtude dos harmônicos;

Caso o sistema fosse considerado apenas para a fundamental (método tradicional), a solução encontrada não seria a verdadeira, podendo deixar o sistema instável.

VI. CONCLUSÕES

Neste artigo foi mostrado como uma forma simples de cálculo para correção do fator de potência, em sistemas elétricos com harmônicos, produz bons resultados e pode substituir métodos mais sofisticados. Em virtude disso, o método apresentado aqui serve como ferramenta para prover uma boa solução (solução ótima) nas condições propostas e em condições reais. Além da compensação reativa do sistema, o mesmo converge rapidamente em qualquer situação proposta.

Mesmo depois de feita a compensação, o fator de potência pode não estar dentro do mínimo aceitável por norma, isso poderia ser contornado com a introdução de filtros sintonizados na freqüência dos harmônicos, o que não é levado em conta neste trabalho.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Chu, R. F.; Avendano, R. H. A direct method for identifying the optimal power factor correction in nonsinusoidal Systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems,vol. PAS-104, no. 4, Apr. 1985, pp. 959-964.

[2] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation. Modeling and Simulation of the propagation of harmonics in electric power networks, Parts I & II. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 11, no. 1, Jan. 1996, pp. 452-474.

[3] Emanuel, A. E. On the assessment of harmonic pollution. IEEE Trans. on Delivery, vol. 10, no. 3, jul. 1995, pp. 1693-1698.

[4] Pileggi, D. J.; Chandra, N. H.; Emanuel, A. E. Prediction of harmonics voltages in distribution systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and systems, vol. PAS-100, no. 3, mar. 1981.

[5] Ortmeyer , T. H.; Hiyama,T. Distribution system harmonic filter planning. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 11, no. 4, oct. 1996, pp. 2005-2008.

[6] Arrillaga, J.; Bradley, D. A.; Bodger, P. S. “Power Systems Harmonics”. John Wiley & Sons. NY. 1985.

[7] Miller, T. J. E. “Reactive Power Control in Electric Systems”. John Wiley & Sons. NY. 1982.

[8] Bazaraa, M. S.; Shetty C. M. “Nonlinear Programming: Theory and Algorithms”. John Wiley & Sons. Atlanta. 1979.

Desenvolvimento de Metodologia para Análise das Áreas Sensíveis às Variações Momentâneas de Tensão

A. A. Martins, Enersul S/A e A. C. Panizza, Enersul S.A.

RESUMO

Nos sistemas elétricos de distribuição é cada vez maior o número de problemas causados pelas variações de tensão de curta duração, compreendendo os afundamentos e elevações de tensão. Os problemas ocasionados pelas variações de tensão de curta duração vão desde a parada de processos produtivos em industrias, até o incômodo causado pela diminuição momentânea da intensidade luminosa de lâmpadas incandescentes e perda de memória de cargas como videocassete, microondas e relógios digitais dos consumidores residenciais. O primeiro resulta em um custo bastante elevado para as indústrias. Desta forma o presente trabalho tem por meta conduzir investigações no sentido de desenvolver uma metodologia para a detecção das áreas de vulnerabilidade (ou áreas sensíveis) e curvas de compatibilidade do sistema elétrico da Enersul.

PALAVRAS-CHAVE

Áreas Sensíveis; Afundamentos, Elevações, Variações Momentâneas de Tensão; Curvas de Compatibilidade; Qualidade de Energia Elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Significativos avanços tem sido feitos nos últimos anos para implantar programas de qualidade no setor elétrico em todo o mundo, através do estabelecimento das condições normativas que possibilitam reger os sistemas de energia elétrica no novo ambiente de operação, onde atuam os agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e os consumidores.

Os agentes tradicionais, que operam os seus sistemas baseados em procedimentos devidamente testados e aprovados, através de anos de experiência, passam a conviver com novos agentes privados, que se baseiam em regras de mercado para transformar as novas oportunidades no setor elétrico em negócios mais rentáveis. Dentre as oportunidades de aperfeiçoamento estão a implantação das mais recentes tecnologias nas áreas de instrumentação, supervisão, transmissão e gerência de dados e informações.

A. A. Martins trabalha na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – Enersul (e-mail: prot@enersul.com.br).

A. C. Panizza trabalha na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – Enersul (e-mail: prot@enersul.com.br).

A transição entre a forma tradicional de operação estatal para a nova forma de operação competitiva no mercado de energia, aponta para a necessidade de indicadores confiáveis de continuidade e de conformidade da energia suprida. Porém a definição dos indicadores e índices de referência para operação com qualidade, deve ser estudada com prudência, devido à pouca experiência disponível nessa área em todo o mundo.

No que diz respeito às variações de tensão de curta duração, existem alguns trabalhos que buscam estabelecer relações entre o registro histórico dos eventos e os indicadores de qualidade aplicáveis. Estes indicadores contribuem para o planejamento do setor produtivo, facilitando a escolha dos locais mais adequados para a instalações de novos consumidores, e, também, auxilia na priorização dos investimentos por parte dos agentes de transmissão e distribuição para melhorar o desempenho da rede e sanar ou minimizar os problemas nos pontos críticos.

Mesmo os sistemas elétricos cuidadosamente planejados em termos da segurança de operação, estão sujeitos a perturbações imprevistas, capazes de provocar variações significativas de tensão, como por exemplo, os curtos-circuitos por descargas atmosféricas ou desligamentos intempestivos de linhas e transformadores. Por se tratar de eventos imprevisíveis, a sua detecção requer um sistema de monitoração constante das grandezas elétricas, como por exemplo, do valor eficaz das tensões no ponto de acoplamento comum do consumidor.

Atualmente por falta de um protocolo de monitorização normatizado, tendo em vista a recente preocupação com as variações momentâneas de tensão, se conhece muito pouco sobre as áreas de vulnerabilidade e curvas de compatibilidade das regiões sob concessão das empresas de energia elétrica. Neste sentido, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia para o levantamento de áreas de vulnerabilidade e de curvas de compatibilidade do sistema elétrico da ENERSUL.

Entende-se por variação de tensão de curta duração um desvio significativo da amplitude da tensão por curto intervalo de tempo.

A amplitude da variação de tensão de curta duração é definida pelo valor extremo do valor eficaz (média quadrática) da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento.

A duração da variação de tensão de curta duração é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado ultrapassa determinado limite, e o instante em que a mesma variável volta a cruzar este limite.

Os indicadores relacionados com as variações momentâneas de tensão devem estar associados com os parâmetros magnitude, duração e freqüência dos eventos. Considerando que é a associação desses parâmetros que afeta o funcionamento das cargas e dos processos produtivos, é relevante considerar os indicadores "tensão" e "tempo".

II. CAMPANHA DE MEDIÇÕES

Foram escolhidas 06 (seis) subestações de distribuição da Enersul distribuídas geograficamente pelo estado de Mato Grosso do Sul como pontos de monitoração. A tabela 1 mostra os circuito escolhidos para a campanha de medição.

TABELA 1
Distribuição dos medidores de parâmetros da qualidade da energia

Número do equipamento	Localidade	Subestação	Alimentador monitorado
RQE II - 1	Dourados	Dourados das Nações	Al - 01
RQE II - 2	Campo Grande	C G Assis Scaffa	Al - 06
RQE II - 3	Paranaíba	Paranaíba	Al - 03
RQE II - 4	Corumbá	Corumbá	Bay 138 kV Itaú
RQE II - 5	Campo Grande	C G Almoxarifado	Al - 02
RQE II - 6	Naviraí	Naviraí	Al - 04

E o mapa da figura 1 dá uma idéia da distribuição geográfica dos equipamentos no estado de Mato Grosso do Sul.

FIGURA 1 - Distribuição geográfica dos equipamentos no estado de Mato Grosso do Sul.

As características dos circuitos em estudo são apresentadas na tabela 2.

TABELA 2
Características dos circuitos em análise

Circuito	Extensão	Número consumidores	Tipo de carga	Nível de CC 3q	FEC (i/c)
CG Assis Scaffa 04	26,1 km	7.249	Industrial / Residencial	198,3 MVA	2,938
CG Almoxarifado 02	23,5 km	3.019	Industrial / Residencial	257,8 MVA	5,949
Dourados das Nações 01	9,34 km	131	Industrial / Comercial	173,1 MVA	Ñ houve
Naviraí 04	10,5 km	1.073	Industrial / Residencial / Comercial	41,1 MVA	1,974
Paranaíba 03	46,4 km	441	Industrial / Residencial / Rural	143,4 MVA	0,993
Corumbá 138 kV (Itaú)	7,0 km	01	Industrial	197,2	Ñ houve

Os valores de FEC mostrados na tabela 2 se referem aos valores verificados no período de janeiro a maio de 2002.

A campanha de medições realizada simultaneamente nas subestações da Enersul, que teve o período de aproximadamente 05 (meses) em cada circuito, sendo que o cronograma é apresentado na tabela 3.

TABELA 3
Cronograma de medição

Subestação	Circuito	Início Monitoração	Término Monitoração
CG Assis Scaffa	Al-04	07/01/2002	31/05/2002
CG Almoxarifado	Al-02	07/01/2002	31/05/2002
Dourados das Nações	Al-01	14/01/2002	31/05/2002
Naviraí	Al-04	16/01/2002	31/05/2002
Paranaíba	Al-03	14/01/2002	31/05/2002
Corumbá	Bay 138 kV Itaú	14/01/2002	31/05/2002

A fim de determinar as possíveis áreas sensíveis às variações momentâneas de tensão implementou-se uma rotina computacional do MS EXCEL que realiza a tabulação dos dados exportados pelo módulo de análise do equipamento de monitoração.

A partir do arquivo tipo texto exportado do equipamento de monitoração são construídas a tabela de incidência das variações momentâneas de tensão, o gráfico correspondente e a curva com a acumulação das incidência dos afundamentos momentâneos de tensão ao longo do período de monitoração

III. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os resultados experimentais mostrados a seguir ilustram, para cada medição realizada, as curvas de incidência e acumulada das variações momentâneas de tensão e, também a disposição das variações na curva CBEMA.

a) Medições na SE Campo Grande Assis Scaffa

Os consumidores do alimentador monitorado nesta subestação tem os seguintes ramos:

- Fábrica de refrigerantes;
- Granjas;
- Industria de tratamento de vidros (temperados);
- Fábrica de postes pré-moldados

Este alimentador ainda atende o Centro Operacional da Enersul

A tabela 4 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) da Subestação Campo Grande Assiss Scaffa no período de monitoração.

TABELA 4
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%)	Total VMT
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90	>10	(por duração)
0 a 6	16		1	2					1	20
6 a 12										
12 a 18										
18 a 24										
24 a 30										
30 a 36										
36 a 42										
42 a 48										
48 a 54										
54 a 60										
t > 1 s										
Total VMT (por nível)	16		1	2					1	OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 13,8kV da SE Campo Grande Assis Scaffa, a disposição das VMT's na curva CBEMA e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 2 a 4, respectivamente.

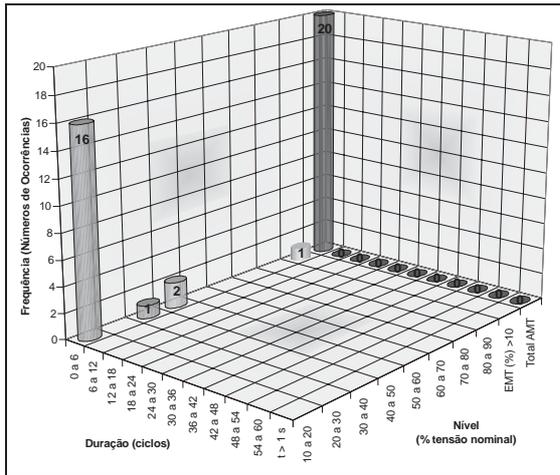



FIGURA 2 - VMT's na barra de 13,8kV da SE Campo Grande Assis Scaffa.

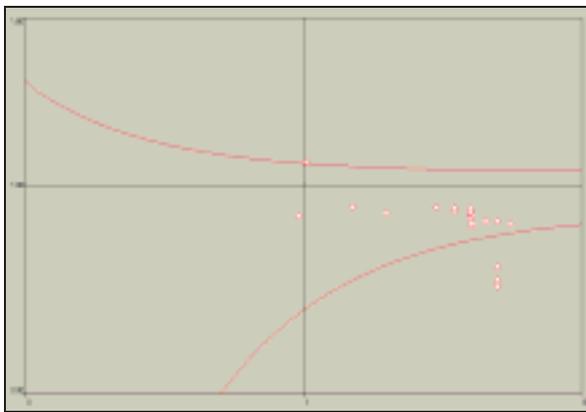



FIGURA 3 - Disposição das VMT's na curva CBEMA.

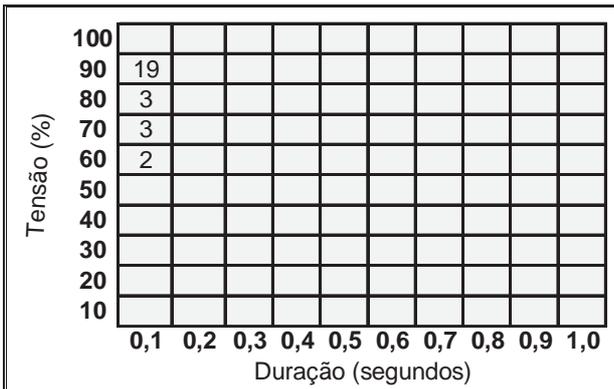



FIGURA 4 - Curva de incidência acumulada de AMT.

b) Medições na SE Campo Grande Almoxarifado

Os consumidores do alimentador monitorado nesta subestação tem os seguintes ramos:

- Industria de beneficiamento de soja;
- Moinhos de trigo.

A tabela 5 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) da Subestação Campo Grande Almoxarifado no período de monitoração.

TABELA 5
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%)	Total VMT
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90	>10	(por duração)
0 a 6	347	7	1						111	466
6 a 12	331	7	1							339
12 a 18	1			1						2
18 a 24										
24 a 30										
30 a 36		1								1
36 a 42		1								1
42 a 48		2								2
48 a 54										
54 a 60										
t > 1 s	2									2
Total VMT (por nível)	681	18	2	1					111	OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 13,8kV da SE Campo Grande Almoxarifado, a disposição das VMT's na curva CBEMA e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 5 a 7, respectivamente.

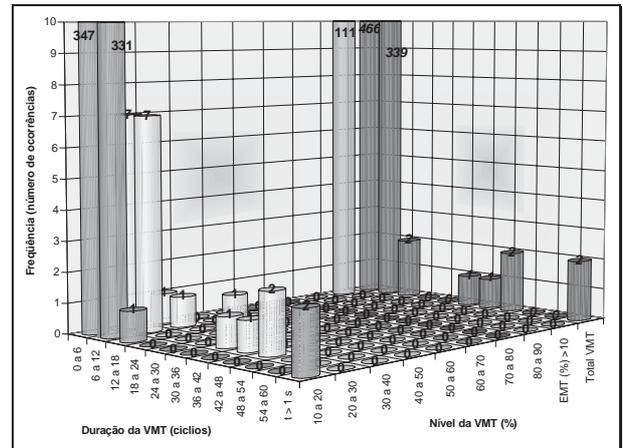



FIGURA 5 - VMT's na barra de 13,8kV da SE Campo Grande Almoxarifado.

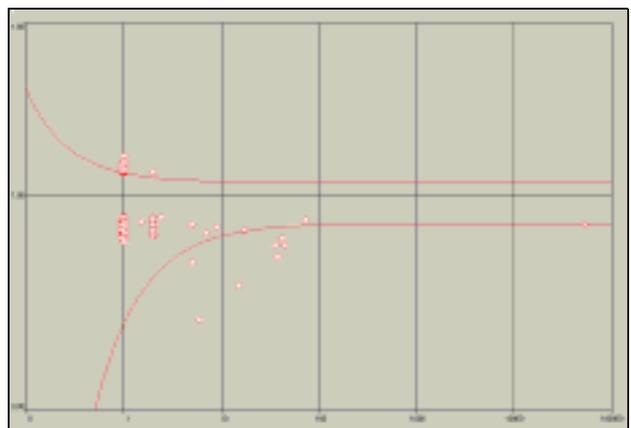



FIGURA 6 - Disposição das VMT's na curva CBEMA.

FIGURA 7 - Curva de incidência acumulada de AMT.

c) Medições na SE Dourados das Nações

Os consumidores do alimentador monitorado nesta subestação tem os seguintes ramos:

- Industria de plásticos;
- Fábrica de ração;
- Laticínios;
- Industria de alimentos.

A tabela 6 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) da Dourados das Nações no período de monitoração.

TABELA 6
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%) >10	Total VMT (por duração)
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90		
0 a 6	9	2							3	14
6 a 12	1									1
12 a 18	2		1							3
18 a 24	1									1
24 a 30					1					1
30 a 36										
36 a 42										
42 a 48	3									3
48 a 54					1					1
54 a 60										
t > 1 s		1								1
Total VMT (por nível)	16	3	1		2				3	OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 13,8kV da SE Dourados das Nações, a disposição das VMT's na curva CBEMA e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 8 a 10, respectivamente.

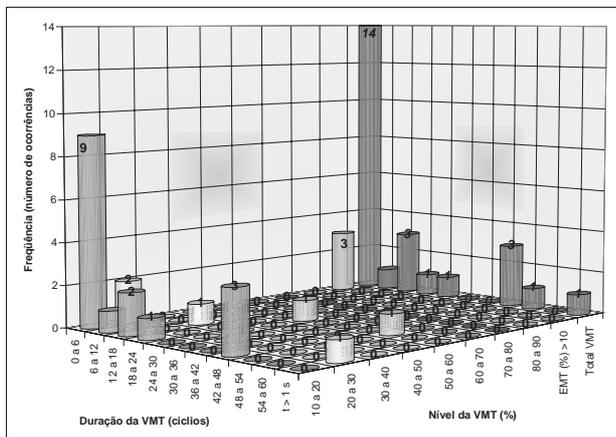



FIGURA 8 - VMT's na barra de 13,8kV da SE Dourados das Nações.

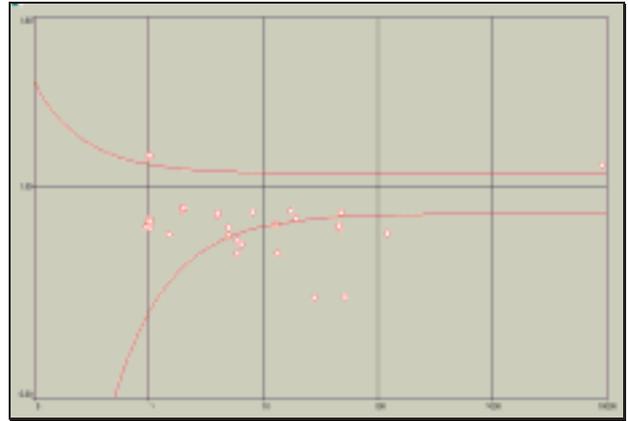



FIGURA 9 - Disposição das VMT's na curva CBEMA.

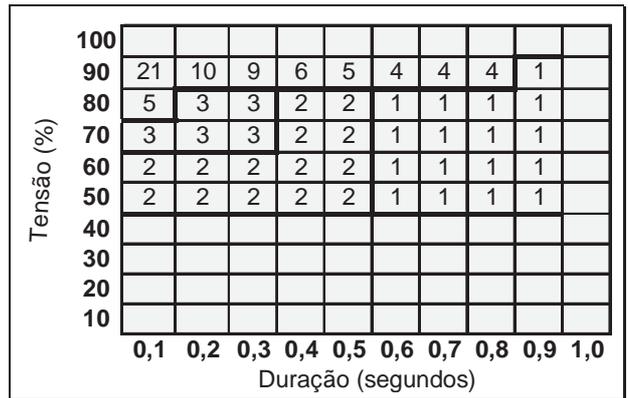



FIGURA 10 - Curva de incidência acumulada de AMT.

d) Medições na SE Naviraí

Os consumidores do alimentador monitorado nesta subestação tem os seguintes ramos:

- Industria de fios;
- Universidade;
- Centro administrativo municipal.

A tabela 7 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) da Subestação Naviraí no período de monitoração.

TABELA 7
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%) >10	Total VMT (por duração)
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90		
0 a 6	27	1		1					13	42
6 a 12	22			1						23
12 a 18	1									1
18 a 24	1									1
24 a 30										
30 a 36	4									4
36 a 42	2									2
42 a 48										
48 a 54										
54 a 60	2									2
t > 1 s	17									17
Total VMT (por nível)	76	1		2					13	OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 13,8kV da SE Naviraí, a disposição das VMT's na curva CBEMA e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 11 a 13, respectivamente.

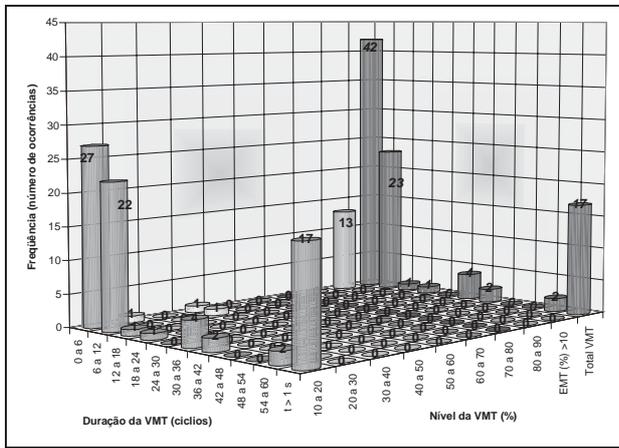



FIGURA 11 - VMT's na barra de 13,8kV da SE Naviraí.

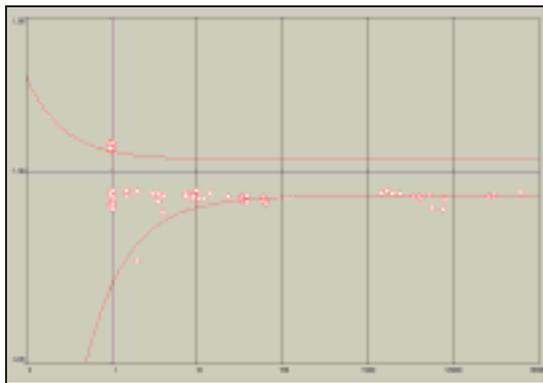



FIGURA 12 - Disposição das VMT's na curva CBEMA.

FIGURA 13 - Curva de incidência acumulada de AMT.

e) Medições na SE Corumbá

O consumidor monitorado nesta subestação foi a fábrica de cimento Itaú.

A tabela 8 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) na barra de 138 kV da Subestação Corumbá no período de monitoração.

TABELA 8
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%) >10	Total VMT (por duração)
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90		
0 a 6					7	1	9			17
6 a 12		1	1							2
12 a 18										
18 a 24										
24 a 30										
30 a 36	2	2	1							5
36 a 42										
42 a 48										
48 a 54										
54 a 60										
t > 1 s										
Total VMT (por nível)	2	3	2		7	1	9			OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 138kV da SE Corumbá e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 14 e 15, respectivamente.

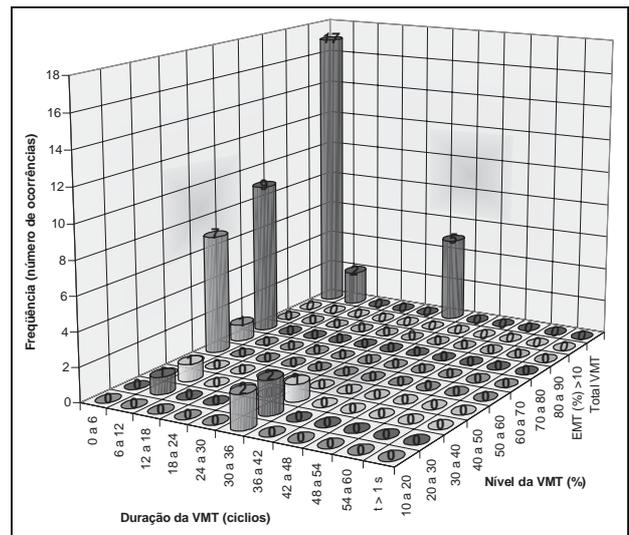



FIGURA 14 - VMT's na barra de 138kV da SE Corumbá.

FIGURA 15 - Curva de incidência acumulada de AMT.

f) Medições na SE Paranaíba

Os consumidores do alimentador monitorado nesta subestação tem os seguintes ramos:

- Industria de calçados;
- Frigoríficos;
- Empresa de telecomunicações.

A tabela 9 apresenta a tabela das Variações Momentâneas de Tensão (VMT) da Subestação Paranaíba no período de monitoração.

TABELA 9
Variações momentâneas de tensão verificadas

ENERSUL	Variações Momentâneas de Tensão (VMT)									
Duração VMT (ciclos)	Afundamento Momentâneo de tensão - AMT (%)								EMT (%) >10	Total VMT (por duração)
	10 a 20	20 a 30	30 a 40	40 a 50	50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90		
0 a 6	9	3		4						16
6 a 12	4	5								9
12 a 18										
18 a 24	3									3
24 a 30										
30 a 36										
36 a 42										
42 a 48										
48 a 54										
54 a 60										
t > 1 s										
Total VMT (por nível)	16	8		4						OK

A curva de incidência de variações momentâneas de tensão da barra de 13,8kV da SE Paranaíba e a curva de incidência acumulada segundo amplitude e tensão são apresentadas nas figuras de 16 e 17, respectivamente.

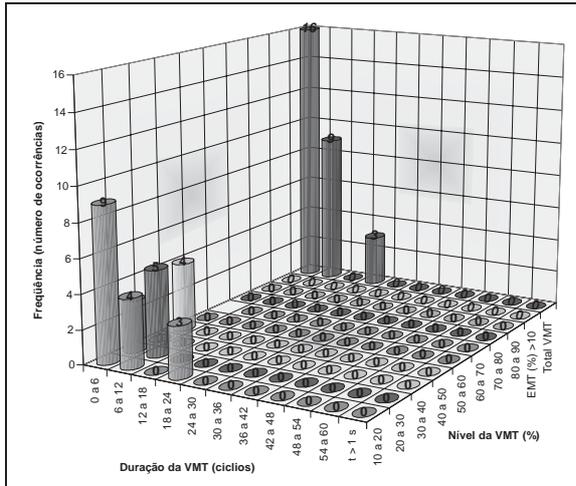



FIGURA 16 - VMT's na barra de 13,8kV da SE Paranaíba.

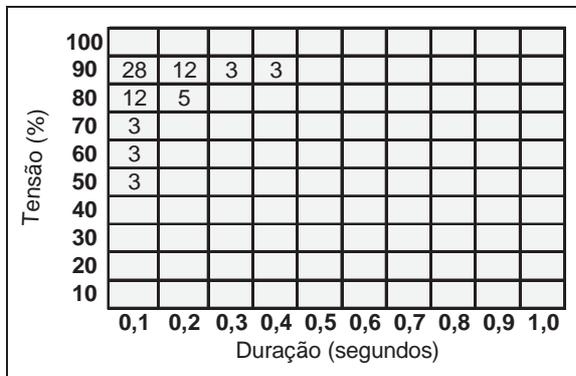



FIGURA 17 - Curva de incidência acumulada de AMT.

IV. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nota-se que, a grande maioria das variações momentâneas de tensão encontra-se dentro do invólucro da curva CBEMA. Sendo assim, não ocasionando paradas em processos produtivos. Caracterizando um bom nível de qualidade, sendo esta curva tomada como referência.

Pode-se observar, através dos dados obtidos das medições, que o maior número de variações momentâneas de tensão foi verificado na barra de 13,8 kV da SE Campo Grande Almoxarifado. Nesta subestação o FEC verificado no período de monitoração foi o maior de todos os circuitos em estudo. Fica evidente, então, que uma boa correlação para os acontecimentos de variações momentâneas de tensão pode ser este índice. Para a correlação com estes índices é de relevância que seja estudado os índices de continuidade, no caso o FEC, de alimentadores e circuitos adjacentes, tendo em vista que o fenômeno das variações de tensão num dado ponto depende diretamente dos eventos em circuitos próximos. Como por exemplo, um curto-circuito em um alimentador de uma barra de 13,8 kV pode levar a um afundamento na tensão de todos os alimentadores adjacentes.

A tabela 10 apresenta a freqüência de interrupções equivalente por consumidor (FEC) para o conjunto dos alimentadores conectados na mesma barra de cada subestação.

TABELA 10
FEC do conjunto da barra de cada alimentador em estudo.

Subestação	FEC – Jan. a maio (i/c)	Observações
CG Assis Scaffa	3,15	Uma barra de 13,8 kV com quatro alimentadores
CG Almoxarifado	3,75	Duas barras de 13,8 kV independentes com cinco alimentadores em cada
Dourados das Nações	1,69	Uma barra de 13,8 kV com três alimentadores
Naviraí	2,32	Uma barra de 13,8 kV com quatro alimentadores
Paranaíba	2,38	Uma barra de 13,8 kV com três alimentadores
Corumbá	4,48	Quatro Bays de 138 kV

Pela tabela 10 pode-se facilmente notar que o FEC da região onde se localiza o circuito em estudo tem influência direta na quantidade das variações momentâneas de tensão.

A influência de defeitos em circuitos adjacentes ainda é maior quando subestações operam com transformadores em paralelo. Operando com transformadores em paralelo a quantidade de variações momentâneas de tensão aumenta em função de um maior universo de possíveis defeitos nos alimentadores adjacentes.

Assim sendo, do ponto de vista das variações momentâneas de tensão, pode-se concluir que, a operação com transformadores isolados é mais vantajosa.

Outra área que apresenta resultados interessantes é a região de Corumbá. Nesta região foi verificada uma quantidade relativamente pequena de variações momentâneas de tensão (25 AMT's), porém com um grau de severidade da amplitude bem maior que os demais locais de estudo.

Esta severidade nos afundamentos momentâneos de tensão se dá ao fato de que esta região é atendida por uma linha de distribuição de 138 kV radial, circuito duplo, relativamente extensa, aproximadamente 290 km.

Desta forma, os eventos que por ventura venham a causar variações momentâneas de tensão na barra de 138 kV da subestação Corumbá tendem a ser propagados mais severamente que em outros sistemas.

V. CUSTOS DE PARADADAS DOS PROCESSOS PRODUTIVOS

A determinação dos custos relativos às paradas dos processos produtivos devido às variações momentâneas de tensão deve ser de forma individualizada para cada consumidor.

Para que se possa determinar estes custos se faz necessário o conhecimento de algumas características de operação dos consumidores, como:

- Horário de funcionamento – horário comercial ou 24 horas por dia;
- Valor estimado do faturamento do consumidor por minuto;
- Tempo necessário, em minutos, para retomada da produção quando de paradas por variações momentâneas de tensão;
- Perda de material em caso de paradas.

Como, por exemplo, uma industria que tenha um faturamento mensal de R$ 1.000.000,00, funcione em horário comercial (40 horas semanais) e leve 30 minutos para retomar a produção normal quando de paradas por variações momentâneas de tensão terá uma perda de R$ 3.125,00 por interrupção, ao qual deve-se adicionar o custo do material perdido com a parada do processo produtivo.

Caso esta mesma indústria esteja conectada na SE Campo Grande Assis Scaffa no qual, no período de monitoração, ocorreram 03 afundamentos momentâneos de tensão fora do invólucro da curva CBEMA em horário comercial o prejuízo desta industria seria de R$ 9.375,00 no período.

Portanto, a partir dos dados tabulados facilmente calcula-se o custo para o consumidor a partir das variações momentâneas de tensão a que esteve submetido.

Constitui o levantamento em uma base de dados a partir do qual pode-se analisar a entrada de clientes especiais no sistema ofertando informações de VMT's que podem influir em seu processo produtivo.

VI. CONCLUSÕES

Uma campanha de medições em 06 (seis) subestações de distribuição do sistema Enersul distribuídas geograficamente pelo estado de Mato Grosso do Sul foi realizada com o objetivo de conduzir investigações da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, do ponto de vista das variações momentâneas de tensão.

Com o banco de dados obtidos da campanha de medições desenvolveu-se uma rotina computacional no qual auxilia na construção das tabelas e gráfico para a análise das variações momentâneas de tensão.

Mostrou-se as tabelas das variações momentâneas de tensão, a distribuição destas variações e as curvas de incidência acumulada dos afundamentos momentâneos de tensão para as subestações monitoradas num período de 05 (cinco) meses.

Verificou-se que, em todos os pontos monitorados, a grande maioria dos eventos de variações momentâneas de tensão encontraram-se dentro do invólucro da curva CBEMA. Sendo assim, não ocasionaram paradas em processos produtivos de consumidores. O que caracterizando um bom nível de qualidade, sendo esta curva, tomada como referência para esta análise.

Demonstrou-se, com as VMT's verificadas na subestação Campo Grande Almoxarifado, que a quantidade de variações momentâneas de tensão num dado circuito é diretamente influenciada pela freqüência de interrupções dos circuitos adjacentes. Ou seja, a quantidade das VMT's depende da quantidade de eventos nos circuitos adjacentes.

A elevada quantidade de VMT's verificadas na SE Campo Grande Almoxarifado se deve ao fato desta subestação atender uma densa área urbana e rural com alimentadores extensos. Desta forma com uma maior probabilidade da ocorrência de eventos que acarretam em VMT's.

Por exemplo, uma barra de 13,8 kV com alimentadores muito extensos suprindo áreas urbanas e não urbanas tem uma maior probabilidade de ocorrências, como curtos-circuitos. Estas ocorrências vão levar os circuitos não faltosos a submetidos a uma variação momentânea de tensão.

Quanto às elevações momentâneas de tensão verificadas na SE Campo Grande Almoxarifado estão relacionadas às aberturas de grandes blocos de carga em dois alimentadores que atendem o distrito industrial da cidade de Campo Grande.

Desta forma fica evidente que a manutenção preventiva de um circuito beneficia também os circuitos adjacentes.

Mostrou-se que na barra de 138 kV da subestação Corumbá o grau de severidade dos afundamentos momentâneos de tensão foi o maior. Isto se deve ao fato da configuração do sistema regional, visto que esta subestação é suprida por uma longa linha, circuito duplo, de transmissão em 138 kV (aproximadamente 290 km).

Desta forma, na configuração elétrica existente na região de Corumbá, pode-se concluir que a atenuação dos afundamentos momentâneos é menor do que em outras partes do sistema.

Assim, em áreas de atendimentos da SE Corumbá e SE Campo Grande Almoxarifado, deve-se ter atenção especial quanto nas manutenções preventivas a fim de minimizar tais eventos. Visto que com o grau de severidade verificado nos afundamentos momentâneos de tensão da SE Corumbá e a elevada quantidade de eventos na SE Campo Grande, com certeza trariam prejuízos aos clientes com cargas sensíveis.

Ficou demonstrado que no cálculo da estimativa dos custos das interrupções dos processos produtivos é necessário a informação de perdas parada da produção cujo domínio de conhecimento é do consumidor.

Como propostas para trabalhos futuros sugere-se a realização de medições simultâneas na barra da subestação e no ponto de acoplamento comum de consumidores para a determinação da propagação das variações momentâneas de tensão.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] DUGAN, R. C., McGranaghan, M. F., Beaty, H. W., "Electrical power systems quality", Editora McGraw-Hill, USA, 1996

[2] ONS – SUBMÓDULO 2.2, "Padrões de Desempenho da Rede Básica.", Outubro de 2000.

[3] VILELA, J. H., "Contribuições ao diagnóstico da qualidade da energia elétrica", dissertação de mestrado – UFU, Fevereiro 1997.

[4] PEREIRA, F. C., "Contribuições aos estudos dos impactos energéticos associados a qualidade da energia elétrica", Dissertação de Mestrado – UFU, Fevereiro 1998.

[5] DECKMANN, Sigmar M. Dr., "Variações Momentâneas de Tensão.", Estudos sobre qualidade de energia elétrica – Relatório Final Estudos Sobre Qualidade de Energia – ANEEL, Julho 2000.

[6] RAMOS, A. J. P. "Identificação de Registradores no Mercado e Definição de Características Básicas Requeridas" – Relatório Final 5 – ANEEL, Dezembro 2000.

[7] RAMOS, A. J. P. "Monitoração, Avaliação e Controle da Qualidade da Energia Elétrica" – Relatório Parcial 1 – Procedimentos de Medição e monitoração – ANEEL, Maio 2000.

[8] DECKMANN, Sigmar M. Dr., "Flutuações de Tensão na Rede Elétrica" – Relatório Parcial 1 – Estudos Sobre Qualidade de Energia - ANEEL, Novembro 1999.

Desenvolvimento de um Instrumento para Monitoração de Energia

J.R. de Carvalho, CERJ, R. Wagner, G. E. Mog, G. A. Costa, F. R Coutinho, S.F. Sciammarella, LACTEC

RESUMO

Este trabalho teve por objetivo especificar e desenvolver para a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, um instrumento que permita capturar os valores de tensão junto a seus consumidores e analisar a qualidade de fornecimento de energia elétrica, verificando as flutuações de tensão e, além disso, aplicando algoritmos de transformação, individualizar harmônicas e Distorção Harmônica Total (DHT). Este trabalho complementa um anterior concluído e durante sua execução várias questões e dúvidas se apresentaram, que permanecem para serem trabalhadas em foruns pertinentes. O CUSTO do equipamento sempre foi o elemento mais forte do desenvolvimento, para que as concessionárias possam assim obter amostras em maior quantidade de pontos a serem verificados.

PALAVRAS-CHAVE

Medição, Qualidade, Tensão, Harmônica

I. INTRODUÇÃO

O projeto concluído antecessor a este, denominado "Desenvolvimento de Metodologia de Monitoração, para Análise e Apresentação dos Indicadores de Qualidade da Rede de Distribuição da CERJ, via site dedicado na INTERNET" (figura 1), compunha-se de um processo de observação do comportamento da Rede Elétrica Secundária diretamente na entrada de consumidores, através da Internet ou Intranet, com informações oriundas de medidores de Qualidade. Este projeto não contemplava o desenvolvimento do Medidor pois havia uma premissa de que o mercado forneceria uma solução adequada. A surpresa foi que ao analisar em torno de 30 deles e adquirir 05 tipos diferentes, após uma pré-análise de "Data Sheets", nenhum deles se adequava totalmente ao projeto. Os motivos eram vários: falta de memória, problemas de algoritmo, falta de modem para comunicação, interrupção da comunicação quando da aquisição das amostras, e outros. Então, para a sua conclusão, foi necessário desenvolver num período extremamente curto, para ser exato 3 meses, um medidor que pudesse atender à funcionalidade acordada. Este, chamado de "FRANK" (figura 2), alusivo à figura de "Frankstein", foi montado como um mosaico utilizando-se várias peças e dispositivos existentes. Este foi um serviço adicional, não previsto em formulários ANEEL e contratos com a CERJ mas necessário para a conclusão do projeto. Tudo isso consta do relatório final entregue à ANEEL.

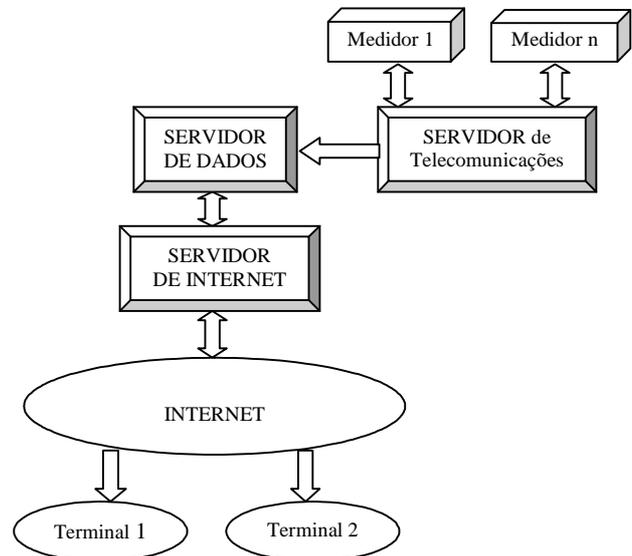



FIGURA 1

FIGURA 2

O projeto atual, então, consiste em transformar o "Frank" em uma alternativa mercadológica que possa, mais do que atender às resoluções da ANEEL, como a 505, ser um instrumento de ajuda às equipes de operação e manutenção, no sentido de interação com seus consumidores de modo a minimizar problemas relativos à qualidade, e ainda servir como possível embasamento jurídico para questões conflitantes. O instrumento integra funções de avaliação das tensões em períodos de 30 segundos, funções de medições de harmônicos presentes nas linhas, e ainda funções de tele-envio dessas informações através de modem acoplado a uma linha telefônica, ou seja, é um tele-observador.

As premissas norteadoras desse projeto são qualidade e minimização substancial do custo do produto final, para que possa ser utilizado em escala suficiente supridora de informações de campo, não só para efeitos punitivos mas principalmente para priorização de investimentos para melhoria da qualidade desse insumo básico que é Energia Elétrica.

Na época do desenvolvimento do "Frank", algumas questões não foram totalmente abordadas pois não faziam parte dos objetivos do projeto. Quando se transforma um sinal do ambiente analógico para o digital, várias facilidades se apresentam, como a aplicação de fórmulas transformadoras para identificação de fenômenos. Ao mesmo tempo, surge uma série de compromissos que podem modificar os resultados: taxa de amostragem, número de bits utilizados, estabilidade de sinal, conformação de sinal, e os próprios algoritmos de transformação, que no caso são para as funções RMS e Harmônicas, que, se não adequadamente implementados e utilizando arredondamentos e truncamentos indiscriminadamente, podem gerar valores diversos.

Hoje, grupos estão realizando para a própria ANEEL e ONS trabalhos de avaliação de vários medidores encontrados no mercado brasileiro, sejam eles produtos nacionais ou estrangeiros. Discrepâncias nas medidas estão sendo encontradas, como aconteceu na descrição da análise supra mencionada.

II. DESENVOLVIMENTO

A primeira questão que apareceu foi a seguinte: por que se pensar até a 50ª harmônica? A resposta de especialistas foi que existe no mundo uma máquina que trabalha com 48 pulsos e duas com 36. Ou seja, gasta-se uma enormidade de capacidade computacional e "hardware" por causa desse "gênesis", onerando produtos. Acrescenta-se a isso as distorções dos filtros que individualizam as harmônicas conforme a freqüência aumenta.

Além disso, quais efeitos realmente foram detectados e atribuídos a determinadas harmônicas? Foi então elaborado um **trabalho de 76 folhas**, **não previsto em contrato**, que foi apresentado à CERJ, e consta do relatório final, abordando os **aspectos FENOMENOLÓGICOS E CONSIDERAÇÕES FÍSICAS, MATEMÁTICAS E COMPUTACIONAIS**. Foi acordado então que o projeto se restringiria até a individualização da 15ª harmônica, com DHT até a 32ª.

Na seqüência, foi obtido um artigo de um pesquisador que falava sobre "escorregamento" da freqüência fundamental, que normalmente é tratada como se fosse exatamente 60 Hz. O que isso influenciaria na aplicação das transformações FFT´s e DFT´s considerando-se somente harmônicas de 60 Hz? Isso levou a pensar inclusive em colocar um circuito adicional para rastrear a freqüência fundamental e conseqüentemente ajustar valores para os cálculos das harmônicas. Conversando com um outro pesquisador de renome, foi informado que no sistema básico, ou seja, fortemente interligado, esse fenômeno era desprezível. Então decidiu-se não investir no processo, pois também não estava previsto no escopo.

Mais informações continuaram a chegar, pois continuou-se a investigar. Numa reunião ocorrida em 2002 na cidade de Vitória, um outro pesquisador de nome conhecido no meio mencionou que o problema devido a sistemas desequilibrados é superior ao problema devido a harmônicos, pois esses desequilíbrios geram harmônicos de seqüência zero, positiva e negativa dos harmônicos principais.

A confusão aumentou, pois um 4º pesquisador informou que teve de solucionar um problema originado por uma freqüência de 320 Hz (supostamente 5ª harmônica de uma fundamental de 64 Hz) onde a freqüência fundamental era de 60 Hz. Só conseguiu visualizar a causa usando um instrumento chamado de Analisador de Espectro, que tem um custo razoavelmente alto. Nenhum equipamento analisador de harmônicos iria detectar tal perturbação.

Criar um instrumento que se comporte como um Analisador de Espectro inviabiliza sua disseminação, por comprometer diretamente os seus custos. Por outro lado, é importante que se tenha algum sinalizador que informe a existência de mais perturbações, dentro de uma faixa estabelecida, além do tradicional espectro de Harmônicas. O intuito é acrescentar uma inovação, chamada em primeira instância **de DT, no lugar de DHT**. Estão sendo elaboradas várias simulações para medir a energia da amostra, que é o quadrado do valor RMS, e extrair a energia da fundamental através de filtros digitais. Ao se usar esse artifício, pode-se obter um valor maior que outros instrumentos, mas saber-se-á que há mais perturbações na faixa. No presente momento, já se conseguiu realizar o intento para distorções acima de 4 %. Os algoritmos de filtragens continuam sendo melhorados, para trazer esse valor para pelo menos a 2 %.

Todas essas interações, considerações e simulações, consumiram tempo além do previsto, tanto que foi solicitada prorrogação do prazo por mais 60 dias. O produto acordado está funcional a nível de protótipo, ou seja, mede variações de tensão, individualiza harmônicas até a 15ª e calcula DHT pelo processo tradicional, somatório das harmônicas até a 32ª.

Qualidade de Energia Elétrica

III. CONCLUSÕES

O desenvolvimento desse equipamento, obrigou a ter contato com uma série de questões, ainda não resolvidas. Essas questões permanecem para serem debatidas em fórum adequado. Existem os pesquisadores especialistas em qualidade de energia - inclusive aproveito a ocasião para agradecer a todos os contactados - que conhecem profundamente os fenômenos do sistema de energia e seus efeitos, e existem os pesquisadores especialistas em transformar e "eletronizar" a visualização desses fenômenos através de algoritmos matemáticos e adequá-los às limitações de implementações de circuitos eletrônicos mesmo, os de última geração. Acredita-se que seja a hora de aglutinar as competências dos especialistas mencionados e implementar um ambiente onde se possa simular essas teorias afinadas com as tecnologias na área de eletrônica para formar um grande laboratório de avaliação e soluções para o sistema elétrico brasileiro.

V. BIBLIOGRAFIA

[1]. **NRS** 048-1:1996 – "Electricity Supply – Quality of Supply" – Part 1: Overview of implementation of standards and procedures. Novembro de 1996.

[2]. **NRS** 048-2:1996 – "Electricity Supply – Quality of Supply" – Part 2: Minimum standards. Novembro de 1996.

[3]. "IEEE Recommended Practice for monitoring Electric Power Quality", Std. 1159-1995.

[4]. **PEREIRA**, F. C.. "Contribuições aos Estudos dos Impactos Energéticos Associados à Qualidade da Energia Elétrica". Dissertação de Mestrado – UFU, Fevereiro-1998.

[5]. Relatório **GCOI/GCPS**, "Procedimentos de Medição para Aferição da Qualidade da Onda de Tensão Quanto ao Aspecto de Conformidade (Distorção Harmônica, Flutuação e Desequilíbrio de tensão)", Novembro 1997.

[6]. **DECKMANN**.S.M. "Tensão de Suprimento - Indicadores de Avaliação". Relatório 4 - Estudos sobre Qualidade de Energia Elétrica para ANEEL, Abril 2000.

[7]. **DECKMANN** S.M, **MELO**, E.F. "On-line Evaluation of Voltage Quality Indexes for Harmonic Distortion, Flicker and Sequence Components". 8th. ICHQP, Atenas, Gr. Out. 1998.

[8]. **HEYDT** .G. T.. "Electric Power Quality: A Tutorial Introduction". IEEE Computer Applications in Power, Jan. 1998.

[9]. **CHACON**, R. A. F, **SZCZUPAK**, J, **DAVID**, P.A.M.S, "Estimação Digital de Harmônicos em Tempo Real", Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica - III SBQEE, Brasília, Ago. 1999.

Desenvolvimento do Protótipo de um Instrumento Virtual para Analise On-Line de Perturbações Harmônicas em Sistemas de Potência

W. J. F. Lima, WEB; L. A. Vieira, WEB; N. Bramati,Eletronorte ; Raimundo.Nazareno Cunha Alves, UFPA; R. Lima, UFPA; M.C.M. Sousa UFPA; J. Tostes Eletronorte; M.J.S. Oliveira, Eletronorte; I.L. Carvalho Eletronorte; J. N. Garcez (UFPA).

RESUMO

No cenário atual do setor elétrico nacional, em que o consumo de energia elétrica aumenta dia a dia, cresce cada vez mais a importância de se evitar paradas desnecessárias de equipamentos de transmissão e, adicionalmente, fornecer energia elétrica com qualidade às concessionárias e usuários de energia elétrica. Atualmente vem sendo incorporados ao sistema elétri-co, diversos equipamentos, que em sua grande maioria, utilizam a tecnologia disponibilizada pela eletrônica de potência, que fornece, indiscutivelmente, diversas vantagens em relação às soluções tradicionalmente utilizadas, no entanto, provocam o aumento do índice de Distorção Harmônica Total (DHT) que pode comprometer a vida útil de outros equipamentos de transmissão (Transformadores, Cabos, Isoladores etc...) assim como, comprometer a qualidade da energia elétrica a ser fornecida. É de grande importância a monitoração contínua da evolução destes distúrbios que podem, de modo geral, causar diversos prejuízos ao setor elétrico. Este trabalho apresenta um protótipo, de baixo custo, para medição contínua dos harmônicos em alta tensão, utilizando os TP´s (transformadores de potencial) atualmente empregados no sistema elétrico e que, em sua grande maioria, interferem na medição deste fenômeno. O protótipo será incorporado ao instrumento de medição de qualidade de energia adotado pela Eletronorte, o Alerta QE [12][13].

PALAVRAS-CHAVE

Alerta QE, Harmônicos, Alta Tensão, Transdutores, Qualidade de Energia.

I. INTRODUÇÃO

Com o crescente aumento de instalações de equipamentos que utilizam a tecnologia disponibilizada pela eletrônica de potência, justifica-se a importância cada vez maior que é dada ao estudo de seu efeito na DHT [9][10][11][16]. A utilização de equipamentos sofisticados para realizar a medição das distorções harmônicas torna-se ineficiente se o sistema de condicionamento não apresentar um comportamento linear na faixa de freqüência de interesse. Este trabalho apresenta uma metodologia de medição de harmônicos em alta potência que possibilite o aproveitamento dos equipamentos existentes, normalmente lineares até 600 Hz [17], realizando medições confiáveis até a qüinquagésima harmônica (3000Hz).

Agradecemos aos Colaboradores da CPA - Eletronorte (Centro de Comercialização do Pará) pela disponibilização de equipamentos para testes relacionados ao Projeto.

II. DESCRIÇÃO DO TRABALHO

A. Importância da Monitoração dos Harmônicos.

Alguns dos problemas relacionados à presença de harmônicos são descritos abaixo [16]:

a) Aquecimento dos cabos destinados a transmissão de energia, diminuindo a vida útil dos mesmos.
b) Rompimento da isolação dos transformados, ocasionando o aquecimento e, conseqüentemente, defeitos no equipamento.
c) Superaquecimento de motores de indução, aparecimento de torques pulsantes;
d) Ocasionar o surgimento de capacitâncias e indutâncias que poderiam provocar ressonância na linha de transmissão.
e) Operação errônea em sistemas de regulação e controle;
f) Mau funcionamento de dispositivos de medição baseados em disco de indução;
g) Mau funcionamento de lâmpadas a mercúrio e fluorescente;
h) Superaquecimento de capacitores usados na correção do fator de potência, etc.

Deve-se ressaltar que, para a maioria das concessionárias, os perfis detalhados do consumo e da geração harmônica por parte dos consumidores, na sua representação como uma fonte harmônica global, bem como o impacto causado no sistema supridor, são praticamente "desconhecidos".

B. Escolha do TP para medição da grandeza.

Realizou-se o levantamento da resposta em freqüência de vários TP. Observou-se que alguns TPs (ver Tabela 1) apresentam uma resposta em freqüência linear dentro das faixas de interesse (de 60Hz a 3000Hz), conforme mostrado na figura 1. Entretanto, a grande maioria dos TPs encontrados, na prática, nas subestações (e.g. o VTOF245 e o CVE245/900/60 especificados nas Tabelas 2 e 3 respecti-vamente) apresentam comportamento não, conforme mostrado nas Figuras 2 e 3 respectivamente.

TABELA 1

No. de Série	SP 13724
Tipo	TPMC 69
Nível de Isolamento	69
Nível de Impulso	350 V-U
Tensão Nominal	Primária: 40.250 V
Secundária:	115/67,08 V
Classe de Exatidão	0.3 200
Potência	4000 VA
Regime de Tensão Permanente	1,15
Relação de Transfor-mação	350:1 (1-3; 4-6)

600:1 (2-3; 5-6)

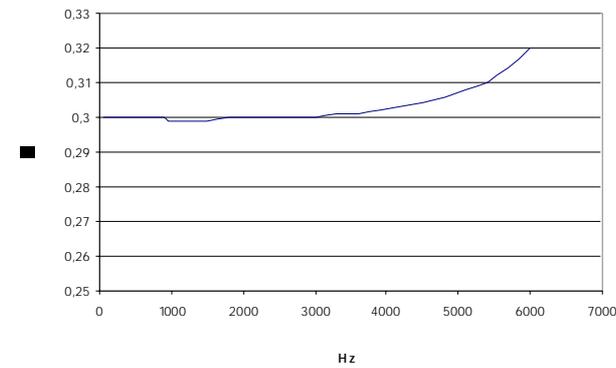



FIGURA 1. Curva da saída do secundário do TP de 69KV, entrada 104,9V.

TABELA II

NO. DE SÉRIE	82104801
Tipo	VTOF245
Tensão Nominal	Primária: 230 KV
Secundária:	115/67,08 V
Fabricante	Siemens
Potência	4000 VA
Relação de Transfor-mação	2000:1

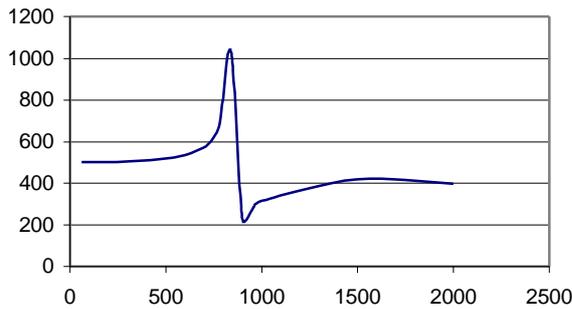



FIGURA 2. Curva da saída do secundário do TP de 69KV, entrada 104,9V.

TABELA III

No. de Série	S17188
Tipo	CVE 245/900/60
Tensão Nominal	Primária: 230 KV
Secundária:	115/67,08 V
Fabricante	HAEFELY
Relação de Transfor-mação	2000:1

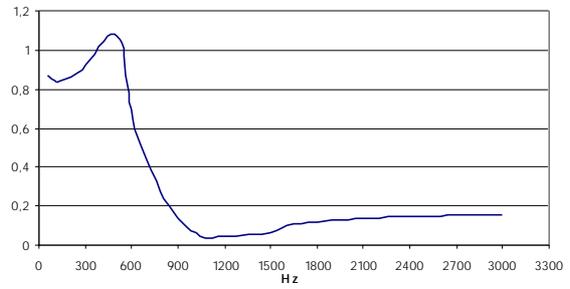



FIGURA 3. Curva da saída do secundário do DCP 230KV.

As medições realizadas nestes TP´s apresentam distorções consideráveis, precisando sofrer ajustes específicos para cada freqüência.

C. Condicionando o sinal para valores aceitáveis pelo ins-trumento de monitoração.

A Solução empregada visa utilizar um computador com uma placa de aquisição de sinais AD/DA Figura 4, que possui uma faixa de entrada máxima de 10 Volts, sabendo-se que a tensão de fornecimento no secundário do TP é de 115 Volts ou 115/ 3 (fenômeno monitorado), foi necessário confeccionar um sistema de condicionamento que não distorcesse o sinal entregue pelo TP e fornecesse um sinal compatível com a placa de aquisição de dados. A figura 5 mostra a placa desenvolvida,

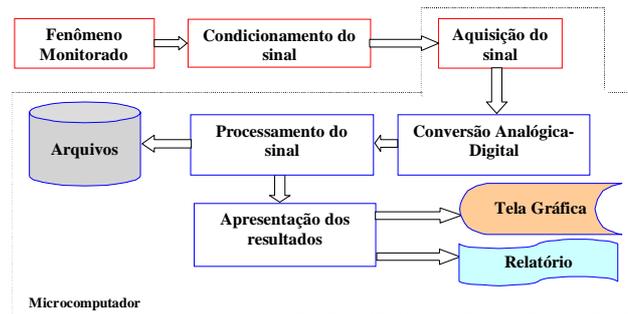



FIGURA 4. Visualização geral do sistema.

FIGURA 5. Placa de condicionamento do sistema.

D. Procedimentos e resultados da calibração realizado no instrumento.

A calibração foi realizada no Laboratório central da Eletronorte e foi utilizado um multicalibrador Fluke 5500 A e um multímetro digital Fluke 45, seguindo o seguinte esquema:

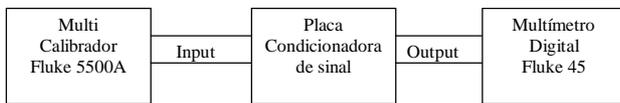



FIGURA 6. Esquema da montagem para calibração do condicionador.

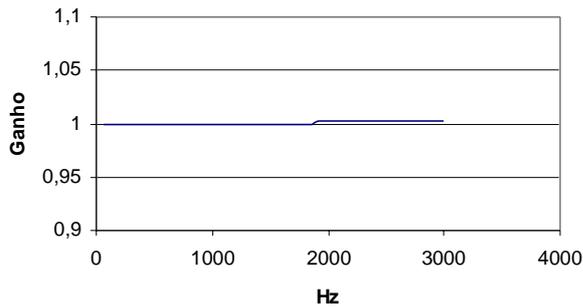



FIGURA 7. Ganho do condicionador de sinal, para uma entrada de 5Volts.

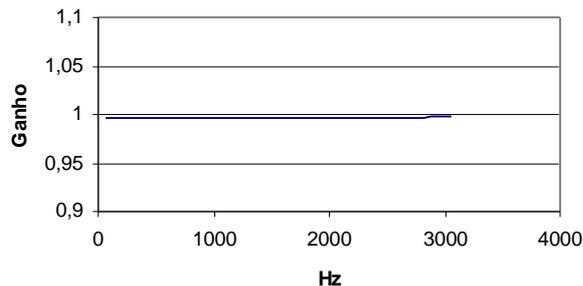



FIGURA 8. Ganho do condicionador de sinal, para uma entrada de 50m Volts.

E. Descrição do Programa Para Monitoração da Distorção Harmônica

O sinal adquirido pela placa Analógica/Digital é repassado para um módulo do programa que inicialmente calcula o espectro de potência e a amplitude da harmônica fundamental e tais valores são repassados para outro módulo que calcula a amplitude das harmônicas, que posteriormente, baseado na Equação 1, (calcula o percentual da DHT Distorção Harmônica Total).

$$\%DHT = \frac{\sqrt{V_1^2 + V_2^2 + \cdots + V_N^2}}{\sqrt{V_0^2 + V_1^2 + V_2^2 + \cdots + V_N^2}} * 100 \qquad (1)$$

A Figura 9, mostra a tela principal da Monitoração de Harmônicos onde pode ser observado um gráfico que mostra on-line as amplitudes das harmônicas, e indicadores dos valores de PICO e RMS das amplitudes das harmônicas, bem como do Percentual da Distorção Harmônica.

FIGURA 9. Figura Principal do Programa.

Na Figura 9 pode ser observado que deve ser configurado a quantidades de harmônicas monitoradas, onde foi estipulado como máximo a 51a harmônica, baseado na taxa de amostragem configurada na placa de aquisição. Outra informação que deve ser configurada é a freqüência com que as informações são gravadas em banco de dados e em arquivo. Abaixo são mostrados gráficos montados a partir de um arquivo de excel.

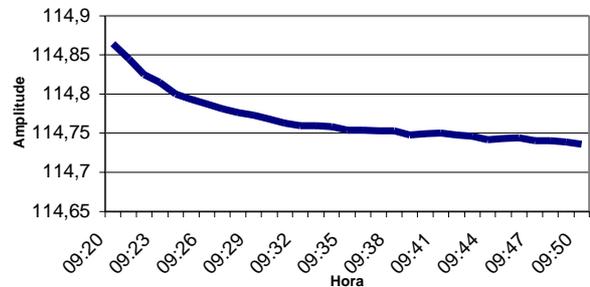



Figura 10. Amplitude da Harmônica Fundamental - offset = 0,0

A Figura 10 mostra o comportamento da harmônica fundamental para uma monitoração feita no dia 06/05/2003 de 09:20hs a 09:50hs na SE Guamá da Eletronorte em Belém-Pará, na Barra 1 de 230kV. A Figura 10 mostras da segunda até a décima harmônica, a separação foi necessária para poder utilizar escalas diferentes e poder mostrar melhor o comportamento de cada harmônica.

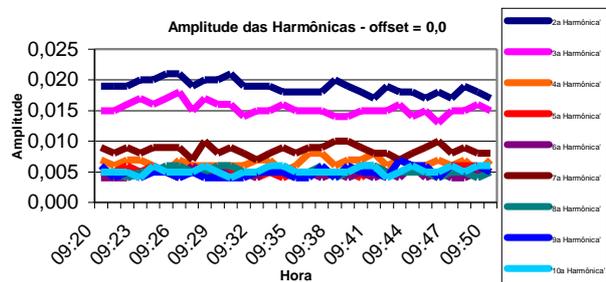



Figura 11. Amplitude da Harmônica Fundamental - offset = 0,0

Por motivos visuais, é apresentado no gráfico da Figura 11 os harmônicos até a décima ordem, no entanto, a monitoração é feita até a 50a harmônica.

A Figura 12 mostra os valores do percentual da distorção harmônica total da SE Guamá - barra 1.

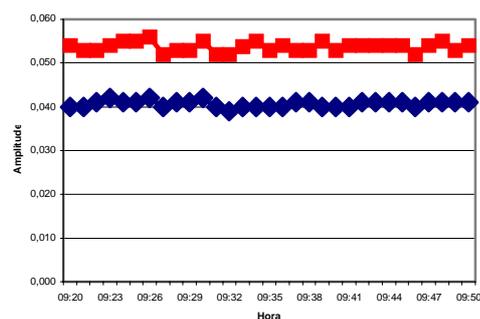



Figura 12. % da Distorção Harmônica Total

III. CONCLUSÃO

Por motivos alheios aos pesquisadores este trabalho ainda não foi concluído, faltando que sejam incorporados módulos adicionais no Programa de Monitoração de Harmônicos, previstos para o final de outubro de 2003. No entanto, no ponto onde se encontra o projeto foi observado a viabilidade da implantação do instrumento em campo, sendo ressaltado os cuidados que se deve ter ao instalar um sistema de monitoração desta natureza no que diz respeito ao sistema de condicionamento de sinais.

IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Periódicos:

[1] Bitter, Rick - LabView - Advanced Programing Techniques, 2001.

[2] Mensurements Manual National Instrument - Labview, 2000.

[3] User Manual, labview - National Instrument, 1998.

[4] Aplication Notes - http:\\ www.ni.com.

[5] SQL Tookit for G Referênce Manual, National Instrument, 1997.

[6] Maymire,Ricardo - Aprenda SQL em 21 dias - Microsoft SQL Server 7.0, Ed. Campos, 1999.

[7] Bronzeado, H. S; Ramos, A. J. P.; Brandão, A.C.; Oliveira, J.C; "U-ma Proposta de Nomeclatura Nacional de Termos e Definições Asso-ciadas à Qualidade da Energia Elétrica" - SNBQE 96 Uberlândia jun/97.

[8] Lima, A.G.G.; Ross, R.P.D; Sollero, R.B - Impactos da Qualidade da Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Revista Eletricidade Mo-derna set/1999

[9] Bronzeado, H.S; Schilling, M. Th; Aramgo, H. - "Voltage Quality Evaluation in Brazil Electric Power System" - VII Internacional Conference on Harmonics and Quality Power (ICHQP) oct / 1998

[10] Pereira, Paulo Sergio - Uma Contribuição ao Monitoramento e Tratamento de dados da Qualidade de Energia - III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - SBQEE 1999.

[11] Junior, Kleber Rodrigues - Monitoramento da Qualidade de Energia no Ponto de Acoplamento da Fazenda Eólica da Taíba - III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - SBQEE 1999.

[12] Alerta Q.E. - Instrumento Para Monitorar Tensão, Freqüência e Continuidade de Energia Elétrica; Revista Eletricidade Moderna, Setembro-2001.

[13] Bezerra,UH; Garcez, J. N; Alves, R. N. C.; Castro, A. L.S.; Lima, W.J.F.; Castro, Adriana R.G; Maciel, J.H. M.; Moscoso, M. N.; Tenório, K.; Tupiassu, A.A.A.; Mesquita, J. E.; "Integrating a Power Quality Monitoring in Distribution Control Center". Porto. IEEE Porto Powertech, 2001.

Livros:

[14] User´s Guide - ACLS-DLL2 Software Driver Windows 3.11, Win-95, Win-NT - 1997.

[15] User's Guide - ACL-8112PG Advanced Multi-function Data Acquisition Card - 1996.

[16] Dugan, R.C.; Macgranaghan, M.F.; Beaty, H.W.; "Eletrical Power Systems Quality"; 1ªEdição; Ed. McGraw-Hill;1996.

Relatórios Técnicos:

[17] Sobrinho, R. X; Melo, E. L., "Determinação de Resposta em Freqüência de TP, TC e Divisores Capacitivos," VI Encontro Técnico sobre Ensaios e Manutenção de Sistemas de Medição e Instrumentos. Jun- 1987

Normas:

ITM-000.

Desenvolvimento e Implementação de um Filtro Ativo de Potência

L.E. Borges da Silva (UNIFEI), E. H. Takauti (EDP-Bandeirante), G.Lambert Torres (UNIFEI), V.F. da Silva (UNIFEI), J. Haddad (UNIFEI) e L.E. de Oliveira (UNIFEI)

[1]RESUMO

Atualmente o uso intensivo de cargas não-lineares, tais como conversores estáticos e equipamentos de velocidade ajustáveis, para se obter um melhor aproveitamento energético e aumento da produção, tem degradado a qualidade da energia elétrica distribuída. Estes tipos de cargas, normalmente cargas industriais de média e alta potência, constitui o maior foco de geração de harmônicos de corrente. A circulação de correntes harmônicas além de produzir o aumento das perdas nos condutores e equipamentos, pode afetar equipamentos de medidas elétricas, equipamentos de comunicação e sistemas de controle. Este artigo apresenta os desenvolvimentos realizados no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da EDP-Bandeirante sob o mesmo título deste artigo. O objetivo deste projeto é o desenvolvimento e instalação de Filtros Ativos de Potência para compensação dos harmônicos de corrente.

PALAVRAS-CHAVE

Harmônicos, Eletrônica de Potência, Filtro Ativo de Potência, Qualidade de Energia, Conversores de Potência.

I. INTRODUÇÃO

A distorção harmônica constitui-se em um dos temas de grande importância e preocupação na área de engenharia elétrica sendo um dos principais tópicos na área de estudos de qualidade da energia elétrica e sua conservação, principalmente no tocante a sistemas industriais.

A energia elétrica é produzida de forma senoidal e uma grande parte das cargas conectadas a rede elétrica solicitam correntes senoidais, as quais são chamadas de cargas lineares. Com o avanço da tecnologia, principalmente na área de eletrônica de potência, muitas das atuais cargas apresentam característica de não linearidade, ou seja, necessitam de correntes não senoidais.

Devido à crescente proliferação dessas cargas não-lineares, os sistemas elétricos cada vez mais estão recebendo grandes injeções de correntes harmônicas que provocam, entre outros efeitos, distorção de tensão. Assim, as tensões e/ou correntes desses sistemas deixam de ter forma de onda senoidal.

L.E. Borges da Silva, G. Lambert Torres, V.F. da Silva, J. Haddad e L.E. de Lacerda são afiliados à Universidade Federal de Itajubá (e-mail: {leborges,germano, valberto, jamil, levy}@iee.efei.br).

E.H. Takauti trabalha na EDP-Bandeirante (e-mail: hideki@Bandeirante.com.br).

Os circuitos elétricos operando de forma não-linear causam diversos problemas tanto para a Concessionária quanto para os consumidores em geral, como:

Operação incorreta de equipamentos de controle e proteção;

a) Erros em medidores de energia ativa utilizados nas indústrias, comércios e residências;
b) Aumento de perdas em equipamentos como transformadores, motores, cabos, banco de capacitores, etc. ;
c) Aumento da corrente do neutro de transformadores;
d) Interferência em sistemas de comunicação;
e) Redução do fator de potência;
f) Sobretensão devido à circulação de correntes harmônicas, entre outros.

Deve-se salientar que as correntes harmônicas podem causar distorções na tensão e estas por sua podem alterar o funcionamento de vários equipamentos eletrônicos, pois estas distorções podem criar falsas passagens por zero, produzindo assim erros que podem alterar o funcionamento de componentes e/ou dispositivos.

Nessa nova realidade, ou seja, circuitos elétricos operando em condições não-senoidais, novas definições de potência devem ser desenvolvidas, pois essas definições são utilizadas no gerenciamento da energia, na compensação de cargas ou na tarifação. Além de novas definições, a instrumentação também deve ser revista, pois os medidores de potência e energia convencionais, apresentam erros consideráveis quando em condições utilizados em condições não-senoidais.

É nesse contexto que surge uma nova componente de potência que leva em conta a distorção, a potência destorcia (D). As definições para potência ativa, reativa e aparente para condições senoidais, e seus respectivos significados, já são bastante conhecidas e compreendidas em nível de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica. Porém, em condições não-senoidais, as definições de potência não são ainda aceitas de forma unânime, existindo acirrados debates desenvolvendo renomados pesquisadores que propõem suas definições e criticam as existentes.

II. VISÃO GERAL DOS MÉTODOS DE CONTROLE

A eficiência de um filtro ativo de potência depende dentre outros fatores da qualidade do método de geração do padrão de referência que será seguido para se gerar as correntes de compensação que irão efetivamente eliminar as correntes harmônicas geradas por cargas não-lineares.

Vários métodos de obtenção dos padrões de referência foram propostos na literatura [1]-[5], dentre eles podemos citar o método de Akagi et al [1], o método de Bhattacharya et al [2] e o método de Zhou et al [3].

O método proposto por Akagi (método p-q) utiliza a Teoria das Potências Ativa e Reativa Instantâneas p-q. Nesta técnica são calculadas as potências real e imaginária, ambas com componentes CC e CA. As componentes CC's, que correspondem à freqüência fundamental, são extraídas por meio de filtros. As componentes CA's, que correspondem ao conteúdo harmônico, são utilizadas para gerar o padrão de referência das correntes de compensação. Este método tem a desvantagem de ser afetado pela presença de harmônicos na tensão da rede e de usar filtros convencionais o que o torna lento. O método é muito eficiente para cargas trifásicas equilibradas.

O método proposto por Bhattacharya (método id-iq) se baseia no cálculo das componentes id-iq das correntes ativa e reativa instantâneas. Este método cria um sistema de referência constituído por dois eixos ortogonais que giram na freqüência da tensão da rede (sistema d-q), isto é, uma referência síncrona. Esta referência sincronizada com a rede é conseguida por meio de uma malha de fase travada ou PLL (phase locked loop)[6]-[7]. Nesta referência girante, a fundamental das correntes se transforma em níveis CC nas componentes id-iq, que são filtrados por meio de filtros convencionais. O método é imune à presença de harmônicas na rede, uma vez que o PLL apresenta uma forte característica de rejeição a ruídos. Por usar filtros convencionais é também um método lento (em [2] é relatado um transitório de 2 ciclos). Como o método anterior, este método foi proposto para cargas trifásicas equilibradas.

O método proposto por Zhou é um método muito rápido e se baseia no princípio da mínima corrente de compensação, não usando filtros convencionais. Este método tem por base o fato de que quando a corrente fundamental é totalmente extraída, o valor RMS da corrente de compensação (Ic) é mínimo. A corrente fundamental pode ser descrita como: I1=A1.sen(ωt). O fator sen(ωt) pode ser obtido por meio de um PLL e, portanto, A1 é o fator que precisa ser encontrado. A determinação do valor de A1 é feita por um circuito de controle que incrementa A1 de um valor ΔA proporcional ao módulo de ΔIc. Se este incremento proporcionar um aumento de Ic, o sinal de ΔA deve ser trocado, caso contrário, o sinal está correto e A1 está convergindo para o valor da amplitude da fundamental. Este é um algoritmo bastante rápido, sendo relatado em [3] um transitório de 1/2 ciclo. No entanto, ele apresenta a desvantagem de necessitar de um ajuste por tentativa e erro do ganho proporcional utilizado para gerar ΔA. Este método foi proposto para cargas monofásicas, podendo ser aplicado em cada fase individualmente, o que possibilita seu uso em cargas trifásicas desequilibradas.

Este artigo propõe uma modificação no método id-iq no sentido de se eliminar a causa de sua lenta resposta dinâmica, ou seja, o uso de filtragem convencional. Com isto, consegue-se um método de geração de padrão de referência com as seguintes características:

- extremamente rápido, com um transitório igual a 1/6 de ciclo (ou 1/3 de ciclo, caso haja harmônicas pares na corrente) para cargas trifásicas equilibradas;
- imune à presença de harmônicos nas tensões da rede;
- não necessita de ajustes;
- não representa um grande esforço computacional, pois não usa filtros convencionais, apenas o cálculo de médias móveis sobre pequenos períodos.
- aplicável em cargas desequilibradas, pois pode ser usado em cada fase separadamente, conservando, ainda, uma boa resposta dinâmica.

A fundamentação desta modificação, ou seja, por que a filtragem convencional pode ser substituída pelo cálculo de média móvel será apresentada. Simulações do comportamento dinâmico do método serão mostradas e comparadas com o método proposto por Bhattacharya [2] e, finalmente, resultados experimentais comprovando a estratégia serão também apresentados.

III. FUNDAMENTOS DA UTILIZAÇÃO DA MÉDIA MÓVEL

O diagrama de blocos da estratégia de retirada da fundamental do método da referência síncrona tradicional pode ser visto na Fig.1.

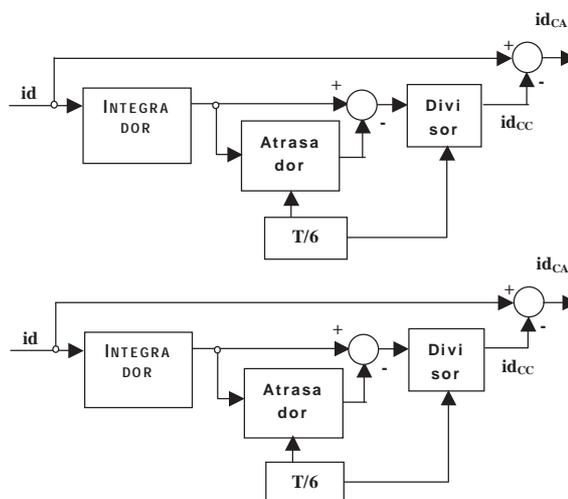



FIGURA 1 – Diagrama de blocos para retirada das componentes cc de id e iq pelo método convencional

Neste diagrama de blocos supõe-se que as correntes das fases a, b e c da carga (que vamos supor equilibradas)

já foram transformadas para o sistema de referência estacionária (transformação a-b-c para a-b-0) e depois transformadas do sistema de referência estacionária para o sistema de referência síncrona (transformação a-b para d-q). Um filtro (Butterworth, FIR etc.) é usado para a extração dos valores CC's que representam a componente fundamental das correntes trifásicas. Um PLL fornece os vetores unitários (sen(q) e cos(q)) para que seja feita a transformação do sistema estacionário para o síncrono. As transformações estão mostradas nas matrizes abaixo:

Transformação a-b-c para a-b-0 (Transformação de Clark com potência invariante):

$$T_1 = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Transformação a-b para d-q (Transformação de Park [5]):

$$T_2 = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \quad (2)$$

Na Fig.2 é apresentado o diagrama de blocos com a modificação proposta, admitindo-se que apenas as harmônicas ímpares estão presentes nas correntes da carga. O filtro é substituído pelos blocos que efetuam a média móvel, isto é, um integrador, um atraso de transporte, um subtrator e um multiplicador. Na saída do bloco de atraso tem-se o valor da integral atrasado em 1/6 do período da fundamental, de modo que a saída da integral menos a saída do bloco de atraso represente a integral da corrente no intervalo de t-T/6 a t, onde T é o período da componente fundamental das correntes da carga no sistema estacionário. T é obtido através do PLL. A função do multiplicador é efetuar a divisão da integral pelo intervalo de integração, isto é, T/6. Portanto, o que se tem ao final são as médias móveis das componentes id e iq em 1/6 do período da fundamental:

$$Média_{móvel,id} = \frac{6}{T} \cdot \int_{t-\frac{T}{6}}^{t} id \cdot dt \quad (3.1)$$

$$Média_{móvel,iq} = \frac{6}{T} \cdot \int_{t-\frac{T}{6}}^{t} iq \cdot dt \quad (3.2)$$

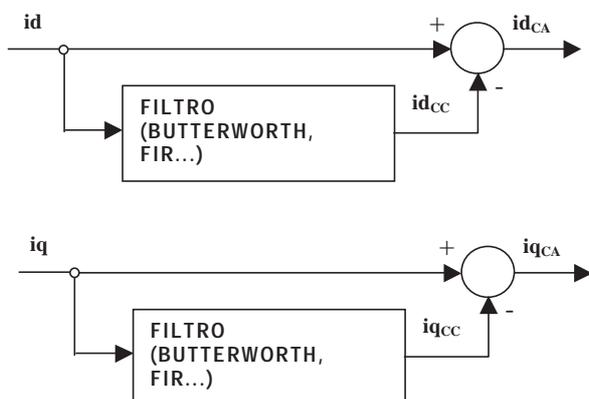



FIGURA 2 - Diagrama de blocos para retirada das componentes cc de id e iq pelo método da média móvel

Tal procedimento se fundamenta no fato de que todas as harmônicas de ordem ímpar se tornam múltiplas de 6 quando observadas no sistema de referência d-q. Assim, com exceção da fundamental, que se transforma em um nível CC, todos as harmônicas ímpares têm a média, em 1/6 do período, igual a zero.

A seguir, será feita uma descrição detalhada de como as harmônicas ímpares se tornam múltiplas de 6 quando quando transformadas.

Em primeiro lugar, é importante observar o tipo de seqüência de fase que cada harmônica apresenta. Se a carga é equilibrada, as correntes apresentarão um defasamento entre si de 2.π/3, ou seja, os defasamentos das fases a, b e c serão, respectivamente: ja = 0, jb = -2.π/3 e φc=+2.π/3. Com isto, os defasamentos nas fases a, b e c para uma harmônica de ordem n qualquer serão, respectivamente:

$$\varphi_{an} = 0 \cdot n \quad (4.1)$$

$$\varphi_{bn} = -2 \cdot \frac{\pi}{3} \cdot n \quad (4.2)$$

$$\varphi_{cn} = +2 \cdot \frac{\pi}{3} \cdot n \quad (4.3)$$

As harmônicas múltiplas de três serão as de ordem 3.i, com i=0,1,2,3.... Substituindo-se n por 3.i em (4.1), (4.2) e (4.3), tem-se que φa=φb=φc, ou seja, as harmônicas múltiplas de 3 apresentam seqüência de fase zero. Deste modo, as harmônicas múltiplas de 3 estarão confinadas em i0. Obviamente, esta análise é desnecessária quando se trata de sistemas com três fios, já que a ausência do neutro elimina as componentes de seqüência zero e, portanto, as harmônicas múltiplas de 3.

As harmônicas de ordem 6i+5 para i=0,1,2,3... (ou seja, 5, 11, 17, 23...) apresentam seqüência de fase negativa, pois, substituindo-se n por 6i+5 em (4.1), (4.2) e (4.3), tem-se que ja = 0, φb = +2.π/3 e φc=-2.π/3, ou seja, a componente da fase b está adiantada em relação à componente da fase a.

As harmônicas de ordem 6i+1 para i=0,1,2,3... (ou seja, 1, 13, 19, 25...) apresentam seqüência de fase positiva, pois, substituindo n por 6i+1 em (4.1), (4.2) e (4.3), tem-se que ja=0, φb =-2.π/3 e jc=+2.π/3, ou seja, a componente da fase b está atrasada em relação à componente da fase a.

Ao passar pela transformação síncrona, harmônicas de seqüência positiva têm a sua ordem decrementada de 1 e harmônicas de seqüência negativa têm a sua ordem incrementada de 1. Portanto as harmônicas de ordem 6n+1 se tornarão harmônicas de ordem 6n e as harmônicas de ordem 6n+5 se tornarão harmônicas de ordem 6n+6(=6(n+1)). Assim, após a transformação síncrona todos as harmônicas serão múltiplas de 6, de maneira que somente a componente de ordem zero (a fundamental) apresentará um valor médio não nulo em 1/6 do período.

Caso haja assimetria entre as partes positiva e negativa da forma de onda das correntes de carga, haverá a presença de harmônicas pares, que, no sistema d-q, se apresentam como harmônicas múltiplas de 3, pelas razões abaixo:

a) As harmônicas pares múltiplas de 3, apresentam seqüência de fase zero;

b) Já as harmônicas de ordem 6i+2 para i=0,1,2,3... (ou seja, 2, 8, 14, 20...) apresentam seqüência de fase negativa, pois, substituindo-se n por 6i+2 em (4.1), (4.2) e (4.3), tem-se que ja = 0, φb = +2.π/3 e φc=-2.π/3;

E as harmônicas de ordem 6i+4 para i=0,1,2,3... (ou seja, 4, 10, 16, 22...) apresentam seqüência de fase positiva, pois, substituindo-se n por 6i+4 em (4.1), (4.2) e (4.3), tem-se que ja = 0, φb =-2.π/3 e φc=+2.π/3;

Pelas razões já expostas, tem-se que: as harmônicas de ordem 6i+2 e 6i+4 se tornarão harmônicas de ordem 6i+3 (=3(2.i+1)), ou seja, serão múltiplas de 3.

Havendo, portanto, harmônicas de ordem par nas correntes, as médias móveis deverão ser calculadas sobre o intervalo de t-T/3 a t (observe-se que harmônicas múltiplas de 6 são também múltiplas de 3). O conhecimento prévio de qual intervalo de integração adotar não é, entretanto, algo necessário. A decisão pode ser tomada instantaneamente através da análise e comparação das componentes contínuas de id e iq, bem como, suas respectivas variações.

IV. APLICAÇÃO DO MÉTODO DA REFERÊNCIA SÍNCRONA A CARGAS DESEQUILIBRADAS

O método da referência síncrona, em sua forma básica, está baseado no pressuposto de que as cargas trifásicas a terem suas correntes compensadas são equilibradas. No entanto, é possível contornar esta limitação, aplicando-se o método em cada fase separadamente.

A Fig. 3 mostra como isso é possível, dando como exemplo a aplicação do método na fase a.

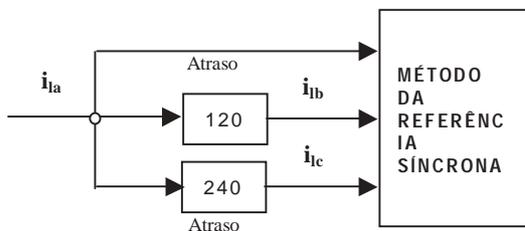



FIGURA 3 – Aplicação do método da referência síncrona apenas na fase a

A estratégia é, portanto, conseguir as três correntes a partir da aquisição de apenas uma. As duas correntes que faltam são geradas através de atrasos de 120 e 240°, facilmente implementáveis por software.

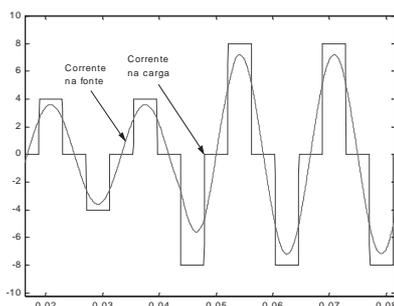



FIGURA 4 – Desempenho do método id-iq modificado, aplicado a uma única fase.

Esta estratégia, no entanto, provoca um aumento no transitório em decorrência dos atrasos nas correntes geradas. Assim, na Fig. 3, pode-se notar que qualquer transitório na corrente ila, só estará presente nas três correntes após 240°, ou seja, 2/3 de ciclo. Portanto, quando aplicado individualmente em cada fase, o método apresenta um transitórios máximos de 1 e 5/6 de ciclo, para correntes com e sem harmônicos de ordens pares, respectivamente.

A Fig. 4 mostra o desempenho do método, quando aplicado a uma única fase. Nota-se, um transitório bem menor que 5/6 de ciclo, em decorrência da forma de onda da corrente.

V. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

O método da referência síncrona com a modificação proposta foi implementado em tempo real através do Simulink® e do Real Time Workshop ®. A aquisição das correntes foi efetuada por meio de sensores de efeito Hall e de uma placa de aquisição de dados PCL-812 da Advantech®. A carga não-linear utilizada no ensaio foi um retificador trifásico não-controlado.

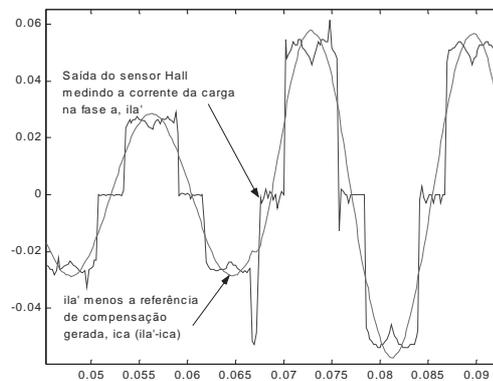



FIGURA 5 – Resposta a degrau de corrente do método modificado aplicado nas três fases de um retificador trifásico não-controlado.

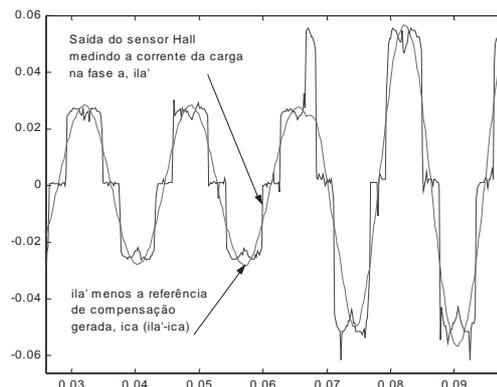



FIGURA 6 – Resposta a degrau de corrente do método modificado aplicado em uma fase de um retificador trifásico não-controlado.

A Fig. 5 mostra a resposta a degrau do método da referência síncrona com a modificação proposta, aplicado às três fases da carga. O efeito de um degrau de corrente no retificador foi implementado através de um degrau de ganho na aquisição. Na Fig. 6, tem-se o desempenho do método modificado quando aplicado somente à fase a.

VI. MONTAGEM DO PROTÓTIPO

O equipamento desenvolvido é composto de quatro blocos básicos. O diagrama em blocos do equipamento detalhando as inter-relações entre os diversos blocos está ilustrado na Figura 7. O primeiro é o bloco dos transdutores de tensão e corrente associado com os circuitos de condicionamento do sinal. O segundo bloco é o sistema de controle responsável pela adaptação dos valores medidos a realidade da estratégia de controle, cálculos das referências de corrente a serem enviadas ao conversor de potência e implementação dos algoritmos de proteção. O terceiro bloco se refere ao conversor de potência, o manipulador da energia elétrica de forma a se conseguir o efeito de filtro de harmônicos pelo equipamento. O quarto diz respeito ao sistema de interface entre o filtro ativo, mais propriamente o conversor de potência do filtro ativo, e o sistema de distribuição. Esta interface é feita através de transformadores de corrente ou de tensão. Estes transformadores, especialmente projetados para este tipo de aplicação irão garantir a compatibilidade entre as tensões do conversor e as tensões da rede de distribuição.

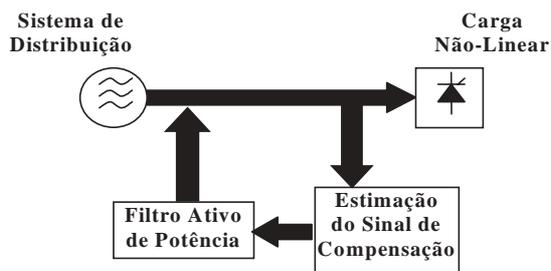



FIGURA 7 – Diagrama em Blocos do Protótipo

Este projeto teve como principal objetivo o desenvolvimento de um filtro ativo de potência de pudesse eliminar harmônicos de diversas ordens. Inicialmente, dividiu-se as tarefas em duas que foram realizadas em paralelo: o desenvolvimento dos programas computacionais de controle e a especificação e montagem do primeiro filtro. Os programas computacionais deveriam servir para todas as versões dos filtros ativos que viessem a ser construídos; enquanto o primeiro filtro serviria para testes.

Foi então montado a primeira versão do filtro ativo todos os componentes, placas e circuitos desenvolvidos pela equipe. A Fig. 8 apresenta uma foto deste primeiro protótipo teste.

Este primeiro protótipo serviu para que todas as lógicas e programas computacionais fossem testados. Esta fase foi importante para eliminar diversos problemas de especificação, pois como o filtro foi construído com componentes mais baratos (de menor potência), permitia testes em que eles eram saturados e, muitas vezes, queimados.

FIGURA 8 – Foto do Primeiro Protótipo.

FIGURA 9 – Visão Geral do Segundo Protótipo.

Esta estrutura permitiu também que parte do processo de transferência tecnológica fosse feita. Elementos do corpo técnico da EDP-Bandeirante visitaram a montagem e

puderam realizar diversos testes. Este primeiro protótipo foi montado de forma segmentar, com os seus componentes dispostos de acordo com a sua função no equipamento, ou seja, de forma didática.

Terminada a fase de testes com este primeiro protótipo foi iniciada a construção do segundo protótipo, para atuar em uma rede de 220 (V). Alguns dos circuitos e componentes, por serem de maior potência, foram adquiridos, substituindo os existentes no primeiro protótipo. Os programas computacionais continuaram praticamente os mesmos.

Nas reuniões com os profissionais da EDP-Bandeirante vislumbrou-se a possibilidade de se colocar este protótipo em uma rede de 13,8 kV. Com isto, alguns elementos do segundo protótipo foram trocados e alguns ajustes foram alterados. A Figura 9 uma foto do segundo protótipo.

Finalmente, decidiu-se instalar o protótipo na Universidade de Taubaté, um cliente da EDP-Bandeirante, que devido a seus laboratórios pode gerar os harmônicos necessários a realização de qualquer tipo de teste e que teria todas as condições para instalar e monitorar o equipamento. Clientes industriais já foram estudados e poderão ser alvo futuro da instalação do protótipo.

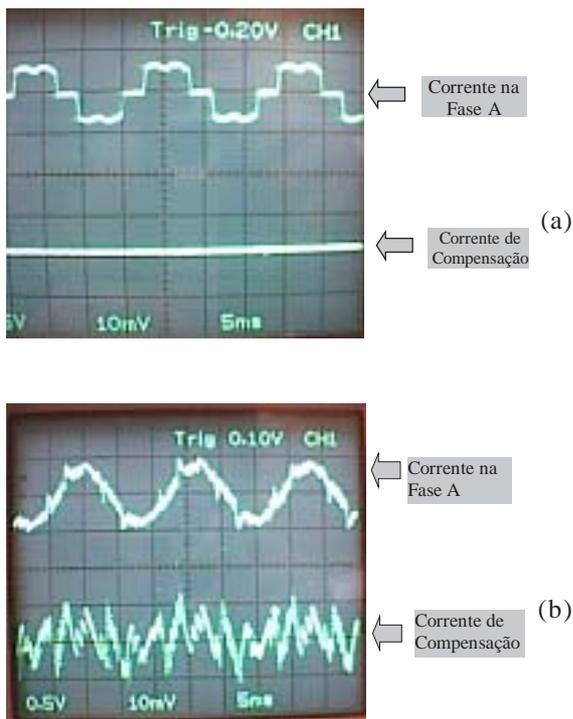



FIGURA 10 – Resultado de um Testes de Laboratório para Eliminação de Harmônicos, corrente da fase A e a corrente de compensação.

A Figura 10 mostra o resultado de um dos testes laboratoriais, onde se podia produzir uma distorção harmônica controlada e bastante grande (quando comparada a existente na prática).

A Figura 10(a) apresenta a corrente na fase A da carga sem a operação do protótipo; enquanto a Figura 10(b) mostra a corrente na fase A com a inclusão da corrente de compensação gerado pelo equipamento desenvolvido.

VII. CONCLUSÕES

A modificação realizada no método id-iq traz as seguintes vantagens decorrentes da eliminação dos filtros convencionais: redução do transitório (no pior caso para 1/3 de ciclo), simplicidade de implementação e diminuição do esforço computacional. Estes benefícios vêm se juntar à imunidade a harmônicos na tensão da rede, que o método já apresentava.

Um aspecto interessante do método apresentado é a resposta dinâmica extremamente rápida que é apresentada na ausência de harmônicas pares. Portanto, plantas com cargas não-lineares que só apresentem harmônicas ímpares poderão ter suas correntes compensadas com um transitório quase ideal de 1/6 de ciclo.

A aplicação do método em cada fase separadamente, possibilitando a compensação de harmônicos em correntes de cargas desequilibradas é também uma característica importante decorrente da modificação proposta, pois, caso contrário, a resposta dinâmica seria demasiado lenta.

VIII. REFERÊNCIAS

[1] Akagi, H., Kanazawa, Y., Nabae, A., “Instantaneous reactive power compensation comprising switching devices without energy storage components”, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. IA-20, pp 625-630, 1984.

[2] Bhattacharya, S., Divan, D., “Synchronous frame based controller implementation for a hybrid series active filter system”, IEEE/IAS Annual Meeting, pp 2531-2540, 1995.

[3] Zhou, L., Li, Zicheng, “A novel active power filter based on the least compensation current control method”, IEEE Trans. On Power Electron., vol. 15, pp 655-659, 2000.

[4] Dixon, J. W., García, J. J., and Móran, L., “Control system for three-phase active power filter which simultaneously compensates power factor and unbalanced loads”, IEEE Trans. Ind. Elect., vol. 42, pp 636-641, 1995.

[5] Soares, V., Verdelho, P., and Marques, G. D., “An instantaneous active and reactive current component method for active filters”, IEEE Trans. On Power Electron., vol. 15, pp 660-669, 2000.

[6] Best, R. E., “Phase Locked Loops – Theory, Design and Applications”, McGraw-Hill Book, USA, 1984.

[7] Kaura, V., Blasko, V., “Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions”, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 33, pp 58-63, 1997.

Dispositivo Restaurador da Tensão com Funções de Compensação de Reativos e Filtro Ativo de Harmônicos

S. U. Ahn – CPFL
L. Matakas; J. A. Jardini; W. Komatsu; M. Masuda; F. A. T. Silva; M. Galassi – USP; J. Camargo; E. R. Zanetti; F. O. Martinz – Expertise Engenharia

RESUMO

O desenvolvimento da engenharia elétrica tem proporcionado o uso cada vez mais intenso de equipamentos com maior eficiência, mas que, muitas vezes, causam distorções das formas de ondas da corrente e da tensão na rede elétrica e também são sensíveis á flutuações desta mesma rede. Os filtros ativos constituem uma opção tecnológica viável na mitigação destas distorções e também para estas flutuações.

Visando a melhoria da qualidade de energia e o desenvolvimento de tecnologias de mitigação das distorções este trabalho propõe-se a simular e desenvolver protótipos do mini-DVR (Dispositivo Restaurador da Tensão) para recompor os transitórios momentâneos de tensão, evitando paradas indevidas de instalações industriais devido à ocorrência de afundamentos e elevações momentâneas de tensão, durante os transitórios do sistema elétrico, atuar como filtro ativo e compensar parte dos reativos do sistema elétrico colaborando com a manutenção da estabilidade da tensão do sistema elétrico. São apresentados resultados de simulações em diferentes condições de operação da rede elétrica.

O programa de simulação utilizado é o ATP (*Alternative Transients Program*).

PALAVRAS-CHAVE

Restauração da Tensão. Filtro Ativo. Compensação de Reativos.

S.U. Ahn (Gerente do Projeto) trabalha na CPFL – Companhia Piratininga de Força e Luz (seun@piratininga.net).

J. A. Jardini (Coordenador do projeto), Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo/ Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP/ GAGTD (jardini@pea.usp.br).

L. Matakas (Pesquisador), trabalha no EPUSP/ PEA/ LEP – Laboratório de Eletrônica de Potência (matakas@pea.usp.br).

W. Komatsu (Pesquisador), trabalha no EPUSP/ PEA/ LEP – Laboratório de Eletrônica de Potência (wilsonk@usp.br).

M. Masuda (Pesquisador), trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (masuda@pea.usp.br).

F. A. T. Silva (Pesquisadora), trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (fats@pea.usp.br).

M. Galassi (Pesquisador), trabalha no EPUSP/ PEA/ LEP – Laboratório de Eletrônica de Potência (mauricio.galassi@poli.usp.br).

F. Ortiz (Pesquisador), trabalha no EPUSP/ PEA/ LEP – Laboratório de Eletrônica de Potência (fernando@expertise-eng.com.br).

I. INTRODUÇÃO

Equipamentos sensíveis a perturbações do sistema elétrico estão presentes em praticamente todas as indústrias. Dependendo da sensibilidade das cargas, uma simples variação na tensão, com duração de poucos milisegundos, pode interromper todo o processo e causar prejuízos que podem chegar a centenas de milhares de reais.

Estudos realizados nos EUA apontaram que as perdas relacionadas com fenômenos ligados a qualidade, mais acentuadamente aos transitórios de tensão, provocam anualmente prejuízos, para os americanos, da ordem de US$ 120 bilhões anuais.

Por mais eficiente que seja o sistema de proteção da concessionária, sempre vai existir um transitório de tensão, até seja interrompido o defeito, da ordem de décimos de segundos que pode ser suficiente para desligar linhas inteiras de produção de muitas indústrias.

O trabalho visa avaliar, pesquisar e desenvolver um dispositivo que além de compensar os transitórios momentâneos de tensão, colaborando na manutenção do perfil normal da tensão funcionará como filtro ativo de harmônicos.

A aplicação deste dispositivo tornará as cargas insensíveis às perturbações provocadas por curtos circuitos, descargas atmosféricas, ou qualquer outro presente no sistema elétrico.

Tanto as indústrias quanto às concessionárias serão beneficiadas com este dispositivo. As Indústrias reduzirão seus prejuízos, reduzindo significativamente as interrupções do processo produtivo, utilizando a mesma quantidade de energia, aumentando a eficiência das suas plantas e se tornando cada vez mais competitivas. As concessionárias, além de aumentar a satisfação dos seus clientes, terão um aumento na receita, pois irão comercializar uma energia elétrica menos “interruptível’”.

II. DESCRIÇÃO DO PROJETO

Essa pesquisa é desenvolvida em parceria de 3 entidades cada qual é especialista numa área. A parceria é formada pela CPFL Piratininga, Escola Politécnica da USP e Expertise,

em projeto plurianual (3 anos) sendo que a atividade para cada uma das etapas é descrita a seguir. A primeira etapa está prevista para concluir em setembro de 2003.

A. Objetivos

Este projeto tem como objetivo principal avaliar, pesquisar e desenvolver um dispositivo para recompor os transitórios momentâneos de tensão, evitando paradas indevidas de instalações industriais devido à ocorrência de afundamentos e elevações momentâneas de tensão, durante os transitórios do sistema elétrico; atuar como filtro ativo; compensar parte dos reativos do sistema elétrico colaborando com a manutenção da estabilidade da tensão do sistema elétrico.

B. Metodologia

A metodologia do trabalho consiste em pesquisar, desenvolver e implementar três dispositivos DVR conforme as etapas abaixo indicadas.

1ª Etapa: *Desenvolvimento de um mini restaurador dinâmico de tensão (Mini-DVR-01), para aplicação em Sistemas de Controle de Processos Industriais.*

Nesta etapa será construído um dispositivo que terá a capacidade de restaurar a tensão para os sistemas de controles dos processos industriais, portanto de baixa potência, em torno de 5 kVA, que deverá atender uma boa parte das necessidades hoje existentes. Este protótipo será avaliado e testado em laboratório bem como na indústria.

2ª Etapa: *Desenvolvimento de um mini-restaurador dinâmico da tensão (Mini-DVR-02), para aplicação em Sistema de Potência Industrial.*

Nesta etapa será construído um dispositivo, que será um pouco mais robusto que o da etapa anterior, com capacidade em torno de 50 kVA. Ele terá a função de restaurar a tensão para equipamentos de potência como conversores de freqüência, que são equipamentos muitos sensíveis a afundamentos ou elevações de tensão. Este protótipo será avaliado e testado em laboratório bem como na indústria.

3ª Etapa: *Desenvolvimento de um dispositivo com funções de Compensação de Reativos, Filtro ativo e Restaurador Dinâmico da Tensão (Mini-DVR-03) para aplicação em Sistemas de Potência Industriais.*

Nesta etapa será construído um dispositivo, que será o mais completo que os desenvolvidos nas etapas anteriores, e terá funções de restaurar a tensão também para os equipamentos de potência, filtrar ativamente os harmônicos e compensar parte do reativo da carga relacionada a sua atuação. Este protótipo será avaliado e testado em laboratório bem como na indústria.

III. SITUAÇÃO ATUAL DO PROJETO

O projeto encontra-se no seu primeiro ano e até o presente momento foram cumpridas as tarefas cujos resultados encontram-se apresentados nos itens a seguir.

A. Topologia do DVR

O diagrama unifilar do DVR da 1ª Etapa é mostrado na Figura 1.

O conversor DC/AC será constituído de 3 inversores monofásicos com 4 IGBT's, filtro LC e transformador monofásico de injeção. Esta montagem permite que se trabalhe com injeção de seqüência zero de tensão.

A possibilidade de uso de inversor trifásico (6 chaves, 3 fios de saída) e um inversor trifásico (6 chaves e 4 fios de saída) será invetigada nas etapas posteriores do trabalho.

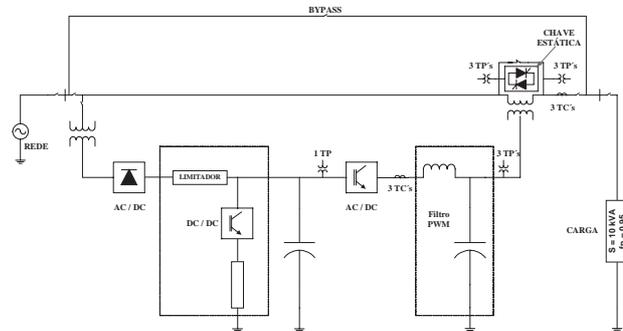



FIGURA 1 – Diagrama Unifilar do Mini-DVR

O retificador de carregamento do capacitor da 1ª versão será constituído de um retificador trifásico a diodo com limitação resistiva. O conversor DC/AC e uma resistência de descarga ligados ao link DC se encarregam de descarregar o capacitor durante a ocorrência da elevação momentânea da tensão.

Nas próximas etapas será considerada a utilização de um conversor AC/DC bidirecional e controlado.

As chaves estáticas e contatores de "bypass" serão colocadas em paralelo com os primários dos trafos de injeção permitindo a proteção do DVR em caso de sobrecorrente na linha principal por afundamentos temporários com duração superior ao estipulado.

Estão previstos disjuntores de manobra para que o DVR possa ser substituído ou reparado sem discontinuidade da alimentação da carga.

Os TP's e TC's indicados na Figura 1 estão em número bem superior ao mínimo necessário, destinando-se ao controle do DVR e a monitoração das diversas tensões e correntes do sistema.

B. Dimensionamento do Inversor

A potência aparente do inversor é dada por (1) cuja dedução será apresentada em artigo futuro:

$$S_{INV\,3\phi} = \frac{S_{c\,\arg a} \cdot \alpha_{1\phi} \cdot (1+k_C)\cdot(1+k_L)}{\gamma} \qquad (1)$$

onde:

$$\gamma = \frac{V_{capmín}}{V_{capmáx}}, \qquad 0 \le \gamma \le 1 \qquad (2)$$

Onde:

$S_{c\,\arg a}$ = potência de carga

$\alpha_{1\phi}$ = afundamento da tensão

k_C = corrente do capacitor em pu tomando como base a corrente do secundário do DVR

k_L = queda de tensão no inductor em pu tomando como base a tensão secundária no DVR

Nota-se pela fórmula o efeito do filtro e da máxima descarga do capacitor de armazenamento na potência construtiva do inversor. Seria ideal trabalhar com L e C pequenos (e pequenos)e γ próximo da unidade.

Valores de L e C pequenos implica em freqüência de corte do filtro alta, exigindo frequências de chaveamento maiores o que não é factível para conversores de elevada potência.

Conforme discutido no próximo item, valores menores de γ implicam na necessidade de maior capacitor para armazenamento. Então como uma solução de compromisso será adotado γ=0,7.

C. Cálculo do Capacitor do Link DC

A energia no capacitor é dada por:

$$\varepsilon = \frac{1}{2} \cdot C\left(V_{capmáx}^2 - V_{capmín}^2\right) \quad (3)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V_{capmáx}^2 \left(1 - \gamma^2\right) \quad (4)$$

A potência ativa do restaurador é utilizada no dimensionamento do capacitor do inversor. Como o maior valor de potência a ser injetado pelo capacitor ocorre para o caso trifásico, tem-se:

$$\varepsilon = P_{c\arg a} \cdot \alpha_{3\phi} \cdot \Delta t \quad (5)$$

De (3), tem-se:

$$C = \frac{2 \cdot P_{c\arg a} \cdot \alpha_{3\phi} \cdot \Delta t}{V_{capmáx}^2 \left(1 - \gamma^2\right)} \quad (6)$$

Dados $P_{c\arg a} = 10kW, V_{capmáx} = 350V$, os valores de capacitância para 2 valores de g são dados na tabela 1

TABELA 1

Valores de capacitância para valores de g

g	*Relação de espiras ()*	*Corrente no inversor*	*Potência do inversor (kVA)*	*Capacitância do link DC (mF)*
	2.48	11.64	8.642	56.022
	3.19	9.05	6.722	150.38

D. Potência do transformador série

Para

$S_{3\phi carga} = 10kVA, \alpha_{3\phi} = 0.35pu, \alpha_{1\phi} = 0.5pu, V_{capmáx} = 350V, k_C = k_L = 0.1pu$

são calculados os seguintes parâmetros de acordo com as equações anteriormente desenvolvidas:

- Relação de espiras;

O transformador deverá ser construído com taps para flexibilizar a relação de espiras e potência do transformador e inversor. Serão considerados para o projeto taps para as relações de espiras 2:1, 2.5:1 e 3:1.

- Corrente e potência aparente nos transformadores monofásicos.

Para a potência trifásica dada, tem-se:

$$I_L = \frac{S_{DVR3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_L} = \frac{10kVA}{\sqrt{3} \cdot 220V}$$

$$I_L = 26.243A$$

A potência do transformador monofásico é dada para a condição na qual o afundamento momentâneo de tensão é igual a 0.5 pu:

$$\begin{aligned} V_{DVR_pri} &= 127 \cdot 0.5 = 63.5V = V_{sec_TR} \\ I_L &= 26.243 A \\ S_{TR1\phi} &= 1.667 \ kVA \end{aligned} \quad (3)$$

Como se deve garantir que o transformador não sature para esta condição, a potência do transformador é multiplicada por dois. Assim, a potência de cada transformador é igual a $S_{TR1\phi} = 2 \times 1.667\,kVA = 3.333\,kVA$

E. Dimensionamento do Filtro de saída do Inversor

Admitindo-se a queda de tensão de 10% no indutor e corrente drenada pelo capacitor igual a 10% do valor de base, as reatâncias indutiva e capacitiva são iguais a :

$$X_L = 0.1 \cdot Z_B = 1.488\Omega$$
$$X_C = 10 \cdot Z_B = 148.8\Omega$$

Assim, para $f = 60Hz$, $L = 3.947mH$ e $C = 17.826\mu F$.

A freqüência de ressonância do filtro é dada por:

$$\omega_o^2 = \frac{1}{L \cdot C}$$

O projeto do filtro é feito fixando o valor da indutância em e admitindo-se a freqüência de ressonância do filtro igual a 1kHz. Deste modo, obtém-se da expressão anterior:

$$C = \frac{1}{L \cdot \omega_r^2} = 6.417\mu F$$

F. Sistema de controle

A figura 2 mostra o diagrama de controle simplificado sem considerar o sistema de proteção.

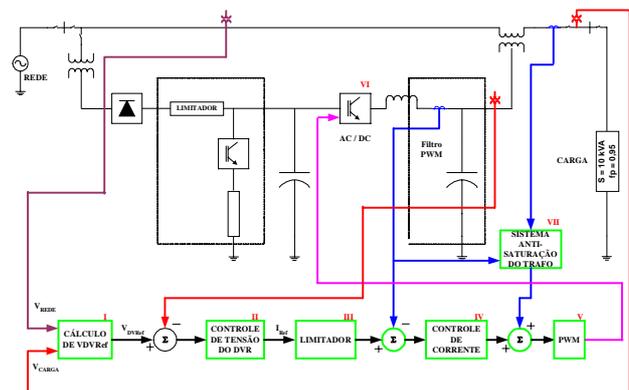



FIGURA 2 – Sistema de controle do Mini-DVR

O bloco I é responsável pelo cálculo dos Vref's de cada inversor monofásico. Existem diversas estratégias que estão sendo estudadas, por exemplo, pode-se compensar apenas as amplitudes mantendo-se as fases originais; pode-se compensar harmônicas presentes na rede, pode-se fazer injeção de tensão minimizando a potência ativa entregue pelo DVR etc.

Os blocos II, III, IV e V são responsáveis por manter a tensão no trafo de injeção igual ao $V_{DVRref.}$

Será utilizada a estrutura com malhas concatenadas. A malha interna (bloco II) se encarrega de manter a corrente no indutor no valor pré-estabelecido pela malha de controle de tensão (bloco II) de modo a garantir que a tensão do capacitor do filtro siga $V_{DVRref.}$.

A vantagem desta estratégia é de proporcionar uma resposta rápida e limitar a corrente do inversor (bloco III)

O bloco anti-saturação estima a corrente de magnetização do transformador de injeção adicionado um sinal à referência do PWM de modo a evitar que eventuais componentes de tensão contínua sejam aplicadas ao transformador, saturando-o.

Estas malhas estão sendo simuladas e os resultados serão publicados em breve.

G. Implementação do Controle

Será utilizado o DSP da Analog Devices modelo ADSP 21992, que é dedicado ao controle de equipamentos que envolvem Eletrônica de Potência.

Este dispositivo dispões de CPU de 16 bits, 160MHz, ponto fixo, 3 canais de PWM, 8 entradas analógicas, 16 entradas/saídas digitais configuráveis.

H. Simulações

Para simulações estão sendo utilizados os softwares: PSIMCAD e o ATP.

O PSIMCAD é adequado para simulações em sistemas de eletrônica de potência e seu controle, porém é inadequado para simulação de sistemas de potência.

Por este motivo está sendo utilizado pela equipe responsável pelo software de controle do DVR.

Paralelamente está sendo implantado o sistema no ATP que proporcionará a simulação do DVR dentro do sistema de potência.

Ressalta-se que o ATP não sendo um software dedicado à eletrônica de potência exigirá maior esforço para simulação do sistema de controle.

I.Simulações Preliminares do DVR no ATP

O objetivo das simulações foi verificar a atuação do Mini DVR na presença de afundamentos ou elevações da tensão que surgem no barramento de carga após a aplicação de curto-circuito (fase-terra, fase-fase-terra, fase-fase e trifásico) em sistemas de 13,8 kV.

Inicialmente foram efetuadas as simulações de uma forma simplificada com o intuito de facilitar a representação do sistema. A principais simplificações foram:

- Sistema de retificação, portanto os capacitores foram representados por fonte de tensão constante.
- Sinal de referência da tensão na carga (VPOSZ) representado por 3 fontes senoidais equilibradas e de seqüência positiva e amplitude constante
- O sistema opera em malha aberta sem as malhas mostradas no item F (figura 2). Assim o sinal VDELT (que no futuro corresponderá ao sinal V_{DVRref}) corresponde na simulação ao sinal V_{PWMref} da figura 2.

I.1 Dados Utilizados

Os dados utilizados para o Mini-DVR foram aqueles definidos no item B anterior. Os dados referentes ao sistema encontram-se na tabela 2.

TABELA 2

Dados do sistema simulado	
Equivalente da geração	Linha aérea e Linha 1
V = 13,8 kV	r_o = 0,268611 W/km
S_{CC} = 500 MVA	l_o = 5,02060 mH/km
X_S = 1,01 mH	c_o = 0,0046 mF/km
Transformador 1	Transformador 2
V = 13,8 / 13,8 kV	V = 13,8 / 0,23 kV
S = 30 MVA	S = 50 MVA
Z% = 10%	Z% = 5%
D Y(Aterrado)	D Y(Aterrado)

I.2 Resultados das Simulações de Curto-Circuito para Verificação da Compensação pelo DVR no Barramento de Carga.

A análise do desempenho do Mini-DVR foi efetuada com a aplicação de curtos monofásicos, bifásicos para a terra, bifásicos e trifásicos na Linha 1 nos seguintes pontos: início (0 km), 1 km e 5 km de distância da barra do transformador 1 (Barra TY1). Neste trabalho será ilustrada, a título de exemplo, somente a situação de curto monofásico a 1 km da barra TY1.

O sistema simulado, bem como o controle do Mini-DVR utilizado podem ser vistos na figura 3. Nesta etapa, os capacitores CC (C1) foram modelados por fonte CC com amplitude de 350 V.

As tensões de referência (VPOSZ) das fases A,B e C foram mantidas constantes em 127 V e desafadas de 120º entre si.

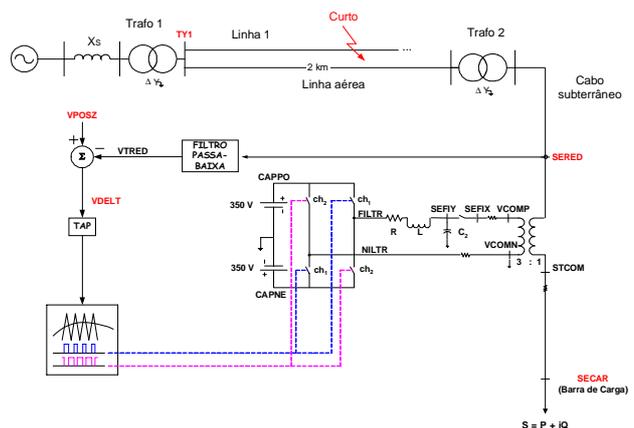



FIGURA 3 –Configuração utilizada na simulação

Os valores das variáveis referentes ao curto monofásico a 1 km da barra encontram-se ilustrados nas figuras 4 a 8 seguir:

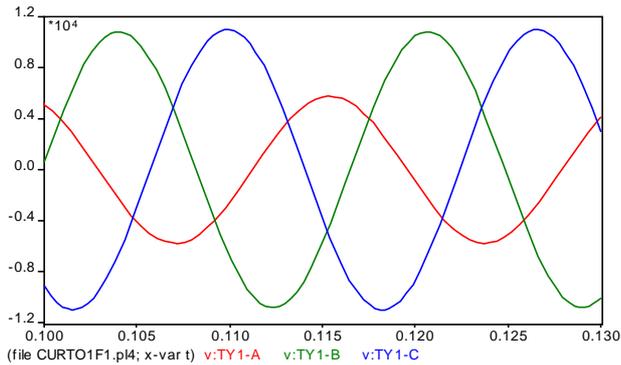



FIGURA 4 – Tensão na Barra do curto - TY1

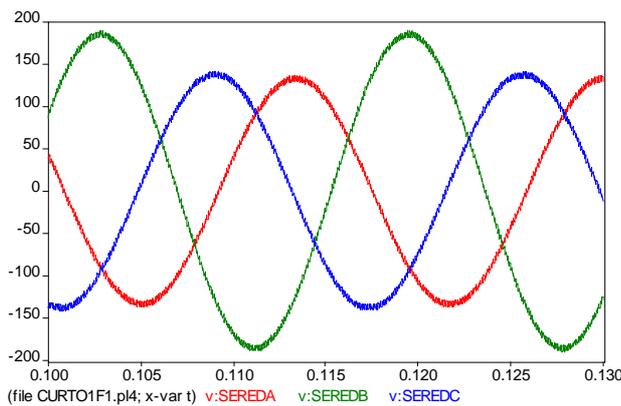



FIGURA 5 – Tensão na Barra de entrada do filtro – SERED

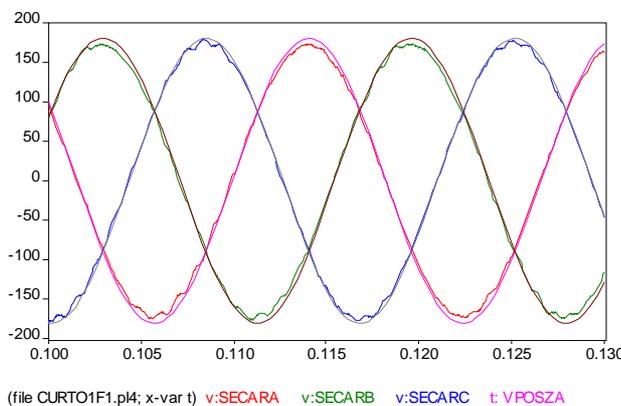



FIGURA 6 – Tensão na Barra de Carga - SECAR com as respectivas referencias - VPOSZ

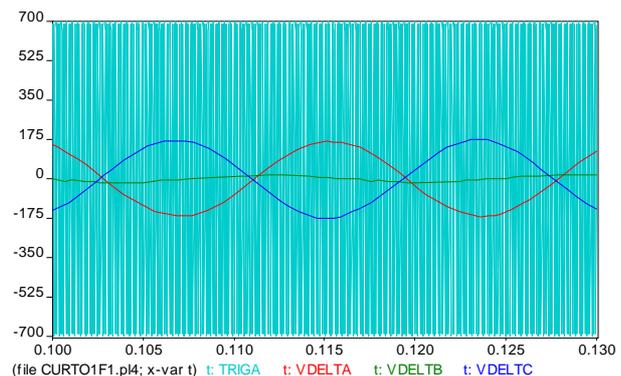



FIGURA 7 – Portadora e Tensão utilizada no controle das chaves

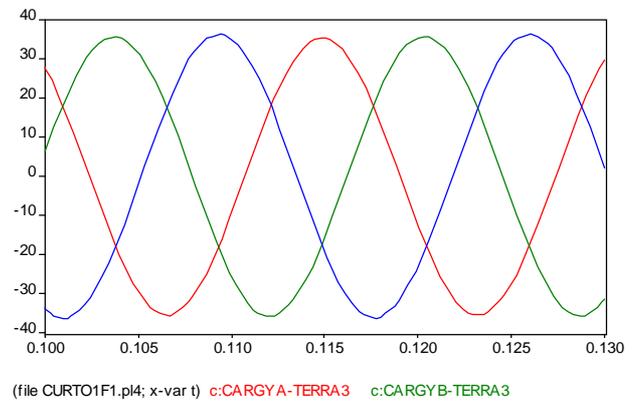



FIGURA 8 – Corrente de carga

I.3 Considerações e Próximos passos

Pelos resultados apresentados, embora com algumas simplificações verifica-se que o dispositivo mantém a tensão na carga próxima ao seu valor nominal, conforme pode ser constatado na forma de onda da tensão de carga da figura 6, que resulta nos seguintes valores eficazes para as respectivas componentes fundamentais:

V_{A1} = 125,16 [V]; V_{B1} = 122,32 [V]; V_{C1} = 120,20 [V]

A distorção de tensão harmônica total por fase para este caso é:

$DTHT_A$ = 1,24 %; $DTHT_B$ = 1,73 %; $DTHT_C$ = 1,53s %

A queda de tensão observada no lado da carga conforme pode ser verificado na figura 6 é devida à impedância do conjunto transformador e inversor e distorções harmônicas. Para esta correção deverá ser implementada uma malha adicional no sistema de controle do Mini-DVR, que será objeto de próxima implementação na simulação do mini-DVR.Outras implementações também estão previstas para serem efetuadas, entre elas, a estratégia de controle para definição do sinal de referência e o sistema de controle digital.

IV.SUMÁRIO FINAL

Os equipamentos já foram projetados e encontra-se em fase de fabricação para posterior montagem no painel.

Os semicondutores e seus disparadores já foram adquiridos.

As placas de interface digital/analógica do sistema DSP com o DVR já foram projetadas e estão em fase de montagem.

A familiarização com a implementação de dispositivos de eletrônica de potência e controle no ATP está sendo conduzida e os primeiros resultados foram mostrado neste artigo.

As malhas de controle estão sendo simuladas no PSIMCAD e seus resultados serão mostrados em fase posterior.

Está em andamento a familiarização com o aprendizado com o sistema de desenvolvimento e linguagem de programação do DSP escolhido.

Enquanto se aguarda o recebimento de equipamentos e a montagem destes serão efetuados testes do software do DSP utilizando para tal um DVR monofásico de baixa potência (100VA).

V. BIBLIOGRAFIA

[1] Fitzer, Chris, *et al.* **Mitigation of Saturation in Dynamic Voltage Restorer Connection Transformers**; IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 17, No. 6, November 2002

[2] Middlekauff,S.W.; Collins Jr, E. Randolph; **"System and customer impact: considerations for series custom power devices"**; IEEE Transactions on Power Delivery, vol.13, pp278-282, Jan1998.

[3] Nakajima, Tatsuhito, et al; **A new control method preventing transformer DC magnetization for voltage source self-commutated converters**; IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996

VI. BIOGRAFIA

Se Un Ahn nascido em Inchon, Coréia do Sul , 1957. Graduado pela Escola de Engenharia Mackenzie (São Paulo) em 1981. Obteve os títulos de Mestre e Doutor em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1993 e 1997 respectivamente) Trabalha desde 1986 como engenheiro de pesquisas de sistemas de distribuição na empresa CPFL Piratininga (ex Eletropaulo e Bandeirante), todas empresas de concessionárias de energia elétrica. As atividades profissionais incluem ainda uso de curva de carga e planejamento da expansão do sistema elétrico.

José Antonio Jardini, nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da escola Politécnica da USP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

Mario Masuda, nascido a 25 de junho de 1948 em Tupã, São Paulo, Brasil. Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) em 1973. Trabalhou de 1973 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência e estudos e projetos de linhas. Trabalhou de 1991 a 1997 como autônomo executando projetos, supervisionando e ministrando curso de instalação de cabos de fibras ópticas em Linhas de Transmissão (OPGW). De 1997 a 2002 trabalhou na Furukawa Empreendimentos e Construções Ltda em projetos, supervisão e instalação de cabos de fibras ópticas em linhas de transmissão (OPGW). Atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Fabiana Aparecida de Toledo Silva nascida em Franca, São Paulo, Brasil, em 18 de setembro de 1964. Formou-se pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU) em 1987. Recebeu pela EPUSP - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA) o título de PhD em 1999. Atualmente, além de Professora Universitária, trabalha como pesquisadora dos Grupos GAGTD e GEPEA na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Lourenço Matakas Jr, nascido em São Paulo, Brasil, em 27 de setembro de 1960. Formou-se pela EPUSP em 1983, lá obtendo os graus de mestre e doutor em 1989 e 1998 respectivamente. Trabalhou de 1984 a 1989 na FDTE/EPUSP desenvolvendo projetos envolvendo veículos elétricos, reatores eletrônicos, fornos a indução e retificadores com elevado fator de potência. Na Universidade de Tóquio, Japão, freqüentou o programa de doutorado de 1990 a 1992, sendo contratado como professor assistente de 1993 a 1995, pesquisando a associação de conversores estáticos. Desde 1996 é professor da EPUSP, PUC-SP e Universidade São Judas, lecionando disciplinas relativas à eletrônica de potência, eletrônica e automação industrial. Suas áreas de atuação atuais são: qualidade de energia, controle e modelamento de conversores e sua aplicação em redes elétricas.

Wilson Komatsu, nascido em São Paulo, Brasil, formou-se pela EPUSP em 1986, lá obtendo os graus de mestre e doutor em 1992 e 2000 respectivamente. Trabalhou de 1987 a 1989 na FDTE/EPUSP desenvolvendo projetos de fornos a indução. Desde 1989 é professor da EPUSP, lecionando disciplinas relativas à eletrônica de potência e controle. Suas áreas de atuação atuais são: qualidade de energia, controle e modelamento de conversores e sua aplicação em redes elétricas.

Maurício Galassi, natural de São Paulo, Brasil, nascido em 22 de Agosto de 1978. Cursou graduação do curso de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, formando-se em 2002. Cursa atualmente Mestrado de Engenharia de Energia e Automação Elétricas na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atualmente trabalha como pesquisador do grupo LEP na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Josué de Camargo, nascido na capital de São Paulo, Brasil, em 28 de abril de 1958. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Trabalhou por 18 anos na Companhia Paulista de Força e Luz, possui diversos trabalhos na área de regulação de tensão e compensação de reativos, especialmente envolvendo compensação reativa série. Atualmente trabalha na Expertise Engenharia atuando na área de pesquisa aplicada a sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, relacionados à temas voltados a qualidade da energia elétrica.

Eric Rubens Zanetti nascido em Batatais, São Paulo, Brasil, 28 de dezembro de 1978. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Atualmente trabalha na Expertise Engenharia atuando na área de pesquisa aplicada a sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, relacionados à temas voltados a qualidade da energia elétrica.

Fernando Ortiz Martinz nascido em São Paulo, Brasil, 03 de julho de 1975. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica. Atualmente trabalha na Expertise Engenharia atuando na área de pesquisa aplicada a sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Eletrônica de Potência e Qualidade da Energia Elétrica: Pesquisas Cooperativas na ELEKTRO, COPPE/UFRJ e UBC – Resultados Práticos

B. D. Bonatto, E.A. Mertens Jr., L. F. S. Dias, S. Nosaki, E. H. Watanabe, M. Aredes, S. Carneiro Jr. e H. W. Dommel

RESUMO

Este artigo descreve os principais atividades da Fase II (de abril de 2001 a março de 2002) e Fase III (de abril de 2002 a julho de 2003) do projeto de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (P&D) intitulado "O Impacto de Dispositivos Eletrônicos de Potência na Qualidade da Energia Elétrica", realizado pela ELEKTRO, COPPE/UFRJ e UBC. Este projeto está integrado ao programa anual de P&D da ELEKTRO e tem como objetivo global determinar o impacto da introdução tecnológica de novos dispositivos de condicionamento de energia ("Custom Power Controllers") para melhoria da qualidade de fornecimento de energia elétrica aos clientes. Portanto, este artigo apresenta os resultados da aplicação, em projeto piloto, de um equipamento de condicionamento de energia elétrica junto a um grande cliente industrial. Resultados experimentais obtidos na planta industrial são apresentados mostrando a performance do dispositivo em regime permanente e durante a correção de afundamentos de tensão. Destaca-se ainda que se trata do primeiro equipamento do gênero instalado no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

qualidade da energia elétrica, eletrônica de potência, variações de tensão de curta duração, equipamentos de condicionamento de energia elétrica, "EMTP – Electromagnetic Transients Program", "custom power technology".

I. INTRODUÇÃO

Um dos principais fenômenos que afetam a qualidade de energia na concessionária Elektro têm sido as variações de tensão de curta duração (VTCD's) e elas representam cerca de 90 % das reclamações de clientes industriais [1-8].

Considerando a importância do tema e carência nas alternativas de solução técnica e economicamente viáveis para os casos das variações de tensão de curta duração, vêm-se investindo nestes últimos anos em pesquisas e busca de conhecimentos quanto ao monitoramento, diagnóstico e propostas de soluções para uma diversidade de casos práticos de problemas de qualidade da energia elétrica [1-12]. Muitas pesquisas tem sido direcionadas ao desenvolvimento de novos dispositivos, teorias e modelos de simulação computacional de fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, e especialmente à interação dinâmica entre sistemas elétricos e eletrônicos de potência [13-26].

Com a aprovação pela CSPE/ANEEL (Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo / Agência Nacional de Energia Elétrica) vêm-se, então, desenvolvendo desde abril de 2000 o Projeto de P&D "O Impacto de Dispostivos Eletrônicos de Potência na Qualidade da Energia Elétrica" [11], no qual previu-se a avaliação e aplicação em projetos piloto de dispositivos de condicionamento de energia elétrica para estes casos. Este artigo apresenta uma síntese dos resultados práticos da aplicação tecnológica de um equipamento de condicionamento de energia elétrica [1] junto a um grande cliente industrial, com histórico de reclamações de perturbações caracterizadas por variações transitórias na tensão, com a conseqüente paralisação do seu processo de produção automatizado, ocasionando assim, prejuízos e problemas com a retomada do processo.

As premissas básicas que direcionaram a instalação do dispositivo neste cliente, foram:

- Viabilidade técnico-econômica favorável (devido ao custo elevado das paradas do processo industrial);
- Histórico das variações de tensão de curta duração (VTCD's) observadas no mesmo;
- Postura de cooperação no Projeto de P&D.

Um equipamento da Sotreq / Caterpillar, denominado por simplicidade de condicionador de energia de 250 kVA, 380 V utilizando "Flywheel Technology", integra as funções de regulação de tensão, correção de fator de potência, filtragem ativa de harmônicas e UPS ("Uninterruptible Power Supply"), permitindo desse modo a correção de uma grande variedade de distúrbios. Este equipamento foi instalado de forma inédita no Brasil em fevereiro de 2003, como projeto piloto em um cliente industrial.

Este projeto de P&D tem o suporte financeiro da ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.

B. D. Bonatto concluiu seus estudos de doutoramento (Ph.D.) em engenharia elétrica na UBC – The University of British Columbia, em Vancouver, B. C., Canadá, como bolsista da CAPES – Brasília/Brasil. Atualmente, está prestando serviços na ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A. (e-mail: benedito.bonatto@elektro.com.br).

E. H. Watanabe, M. Aredes e S. Carneiro Jr. são professores doutores da COPPE/UFRJ – Coordenação dos Programs de Pós-Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ. (e-mail: watanabe@coe.ufrj.br, aredes@coe.ufrj.br, sandoval@dee.ufrj.br).

E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias e S. Nosaki são empregados da ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S. A., Rua Ary Antenor de Souza, N. 321 – Jardim Nova América, CEP 13503-024, Campinas-SP (e-mail: Ernesto.Mertens@elektro.com.br, Luis.Dias@elektro.com.br, Shiguematsu.Nosaki@elektro.com.br).

H. W. Dommel, autor do EMTP – Electromagnetic Transients Program, é "Professor Emeritus" do "Department of Electrical and Computer Engineering" da UBC – The University of British Columbia. Dr. Dommel é também presidente da Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver, B. C., Canadá. (e-mail: hermannd@ece.ubc.ca).

Outro equipamento de condicionamento de energia elétrica com tecnologia UPS-No Break Off-Line da S&C foi instalado também de forma inédita no Brasil em junho de 2003, como projeto piloto em outro cliente industrial e encontra-se em fase de avaliação de desempenho operacional.

Assim, uma avaliação determinística do impacto de dispositivos eletrônicos de potência na melhoria da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais, e melhoria na confiabilidade do sistema elétrico com base em experiência operacional e maturação científica se tornou possível através deste projeto de P&D.

II. ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Monitoramentos da qualidade da energia elétrica efetuados em instalações de clientes industriais tem possibilitado o diagnóstico preciso das causas de perturbações no sistema elétrico ou industrial e suas consequências na operação de cargas sensíveis, tipicamente em processos de fabricação automatizados.

As Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD's) são freqüentemente citadas como as responsáveis por paralisações em sistemas automatizados. Porém nem sempre elas são as reais causadoras de paradas, pois muitas vezes tem-se outros fenômenos associados a estas oscilações.

O artigo "**Impacto de Variações de Freqüência versus Variações de Tensão de Curta Duração**", publicado no XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica [2], apresenta um caso onde após análise detalhada das medições verificou-se que variações na freqüência foram as responsáveis pelas paradas.

O problema é que na maioria das vezes em que há uma variação de freqüência, ocorre também uma variação na tensão, dificultando a identificação da real causa. Outro ponto é que já existe uma cultura de se atribuir as paradas às variações de tensão de curta duração. Isto ocorre devido ao fato de muitas vezes não se efetuar o monitoramento de outros fenômenos simultaneamente, entre eles a freqüência, levando-se a induzir que a causa principal esteja ligada às variações momentâneas da tensão.

O hábito de se utilizar a curva CBEMA / ITIC com os respectivos registros de duração e magnitude, sem associar estes eventos a outros fenômenos, pode induzir a erros de avaliação de sensibilidade de determinadas cargas, pois muitas vezes atribui-se uma determinada sensibilidade a uma carga em função dos registros de variações de tensão de curta duração, mas a real causa pode estar associada a um outro fenômeno.

Portanto, deve-se usar com cautela estas informações, e sempre que possível o monitoramento de qualidade da energia deve abranger o maior número de fenômenos possíveis de serem registrados simultaneamente.

III. CONDICIONADOR DE ENERGIA BASEADO EM "FLYWHEEL TECHNOLOGY"

A figura 1 mostra o diagrama de blocos do sistema de eliminação de afundamentos de tensão utilizado. Este condicionador de energia é baseado na filosofia do compensador paralelo e é composto por dois conversores associado a um sistema de armazenamento de energia em "flywheel" (F/W).

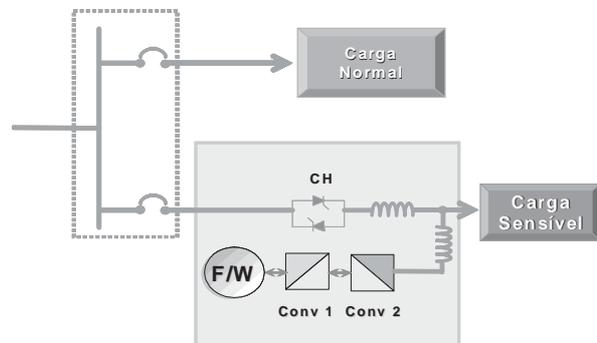



FIGURA 1 – Condicionador de energia baseado em "Flywheel".

Em condições normais a carga é alimentada diretamente pela rede e a corrente passa pelos tiristores da chave CH. O conversor 1 (Conv 1) normalmente não opera. O conversor 2 (Conv 2) está permanentemente conectado ao sistema e funciona como filtro ativo, compensador de reativos e regulador de tensão. Com isto a carga sensível está sempre alimentada com tensão regulada e "limpa" de distorções. Quando ocorre um afundamento momentâneo de tensão o conversor 2 continua a manter a regulação de tensão garantindo uma tensão na carga maior que na rede. Esta ação corta o tiristor da chave CH que estava em condução, isolando a rede da carga. Com isto, naturalmente, o conversor 2 assume o fornecimento de energia para a carga sensível, sem interrupções ou afundamentos. Não havendo energia vindo da rede o conversor 1 retira energia do flywheel e entrega-a ao conversor 2, através do elo CC comum aos dois conversores. Este processo ocorre em cerca de ¼ de ciclo. O "flywheel" tem energia armazenada para um tempo total de 13 segundos. Este tempo, apesar de pequeno, é suficiente para a grande maioria dos fenômenos de afundamentos momentâneos de tensão que são, da ordem de 2 segundos no máximo. O "flywheel" da figura 1 é composto por um rotor girando a 7200 rpm, com mancais mecânicos associados a mancais eletromagnéticos e encapsulados de tal forma a operar no vácuo. O sistema como um todo apresenta eficiência de 97%. Tão logo a tensão da rede é restabelecida os tiristores da chave CH são ativados e a rede passa a suprir energia à carga sensível e a energia do "flywheel" é restabelecida, através de um suprimento adicional de energia da rede ao condicionador. O tempo de recarga do "flywheel" pode chegar a 150 segundos. Como os afundamentos de tensão são, na maioria dos casos, limitados a eventos com duração de 2 segundos o "flywheel" tem energia para alguns eventos em seqüência, o que, contudo, é pouco provável. De toda maneira, em até 150 segundos após um evento, o sistema está com plena carga para nova atuação.

A. Regulação de Tensão

Como se pode observar na figura 2, o condicionador de energia possui a função de regulação de tensão, em regime permanente, mantendo a tensão de saída regulada em ± 2% da tensão nominal de 380 V. Neste gráfico, que apresenta a tensão de regime permanente ao longo de uma semana, pode-se visualizar a eficiência do dispositivo na regulação de tensão, através da comparação entre os valores de entrada e saída. Nestas medidas a tensão de entrada chega a cair até 365V, mas a saída fica mantida em 378V constantes. No gráfico da figura 3 verifica-se o perfil de corrente de carga na entrada e na saída do condicionador, demonstrando a grande variabilidade da carga.

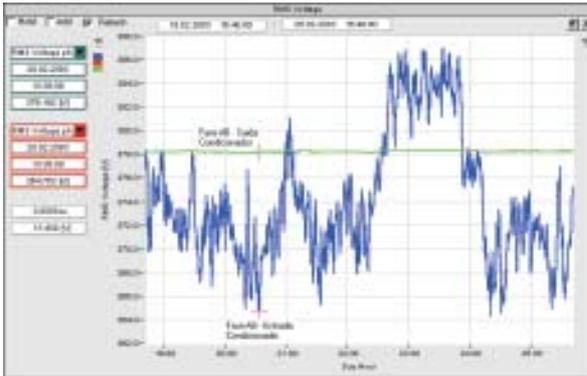



FIGURA 2 - Perfil de Tensão RMS – Fase AB.

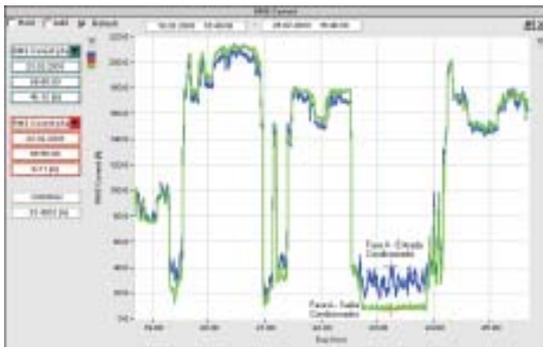



FIGURA 3 - Perfil de corrente RMS – Fase A.

B. Distorção Harmônica de Tensão

A seguir é mostrada uma avaliação da distorção harmônica total de tensão (THDv), visando verificar, se a tensão regulada que supre a carga possui um nível de distorção hamônica maior ou menor que a da tensão de entrada (fig. 4 e fig. 5).

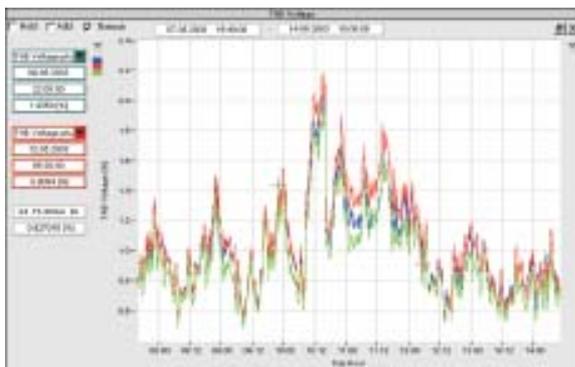



FIGURA 4 - Perfil de Distorção Harmônica Total – Entrada.

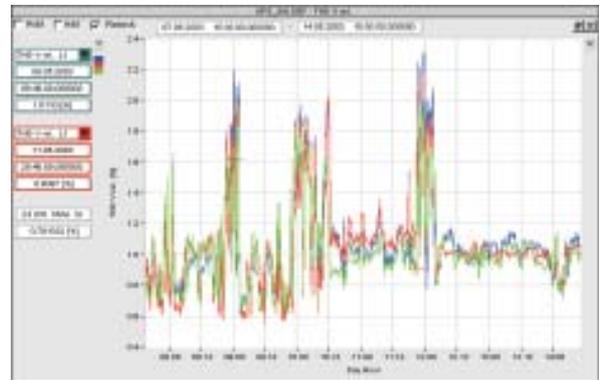



FIGURA 5 - Perfil de Distorção Harmônica Total – Saída.

Verifica-se semelhança na distorção harmônica total - THDv, tanto na entrada como saída do condicionador, o que, em primeira análise, induz a um questionamento quanto à real capacidade do condicionador na função de filtragem ativa.

1) Harmônicas Individuais

Os gráficos das figuras 6 e 7 apresentam os espectros harmônicos das tensões na entrada e na saída do condicionador respectivamente.

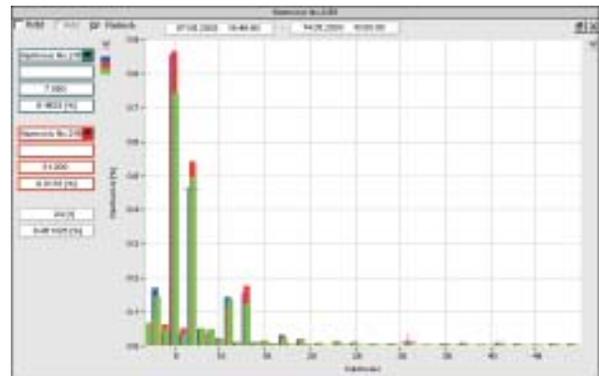



FIGURA 6 - Espectro Harmônico de Tensão - Entrada do condicionador.

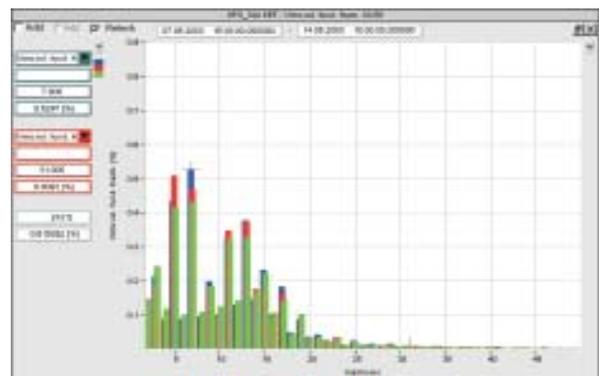



FIGURA 7 - Espectro Harmônico de Tensão - Saída do condicionador.

Observa-se nestas figuras que o equipamento efetuou uma distribuição das harmônicas individuais, ou seja, reduziu a amplitude das harmônicas de baixa freqüência, e provocou uma elevação nas componentes de maior freqüência. Nota-se claramente uma redução nas amplitudes das 5ª e 7ª harmônicas e pequena elevação nas demais. Portanto, deve-se considerar a função de filtragem ativa como secundária, uma vez que o mesmo se propõe, como

função primária, a reduzir os efeitos das variações momentâneas de tensão, na freqüência fundamental. Este efeito nos harmônicos é, provavelmente, devido ao chaveamento PWM do conversor do condicionador de energia.

C. Compensação de Potência Reativa

Na seqüência observa-se nos gráficos das figuras 8 e 9, o perfil do fator de potência verificado na semana em análise. Deduz-se que o compensador funcionou na maior parte do tempo realizando a função de regulação da tensão de saída. O que ocorre é que neste tipo de compensador paralelo, a regulação da tensão é realizada através de injeção controlada de corrente reativa capacitiva (para elevar a tensão de saída) ou indutiva (para reduzir a tensão de saída).

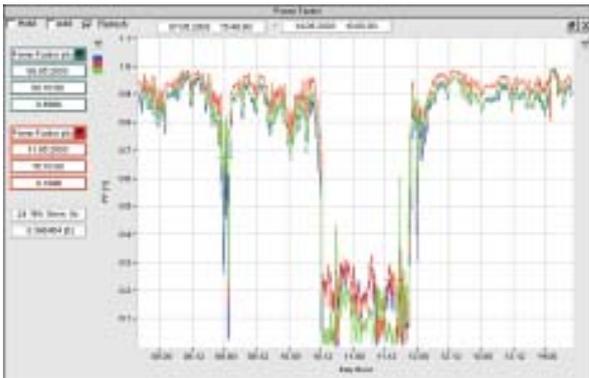



FIGURA 8 - Fator Potência na Entrada do Condicionador.

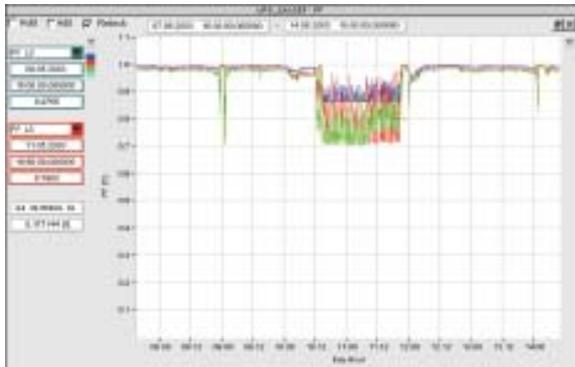



FIGURA 9 - Fator Potência na Saída do Condicionador.

D. Evento de VTCD Registrado

No dia 13/02/03, ocorreu uma perturbação no sistema elétrico (afundamento de tensão), resultando no evento registrado na figura 10, que apresenta as tensões RMS de entrada e saída do condicionador de energia. Para este evento, verificou-se que o dispositivo operou adequadamente, ou seja, o setor da fábrica protegido pelo condicionador, não sofreu conseqüências, enquanto que outros setores da planta industrial sentiram a perturbação com a conseqüente paralisação da produção.

Demonstra-se nas figuras 10 e 11 os detalhes da citada ocorrência, permitindo uma comparação entre a tensão de entrada no dispositivo e a tensão de saída, ou seja, recebida pelas cargas.

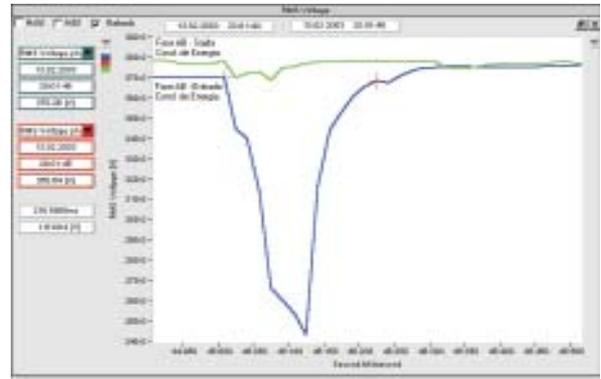



FIGURA 10 – Perfil RMS das tensões de entrada e saída do condicionador - Fase AB.

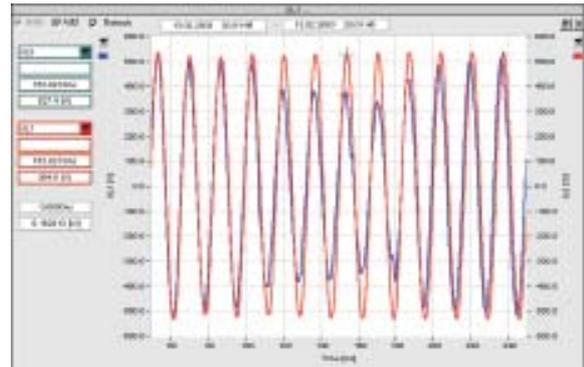



FIGURA 11 – Oscilografia das tensões de entrada e saída do condicionador – Fase AB.

Demonstra-se a seguir nas figuras 12 e 13, os registros de corrente durante o citado evento.

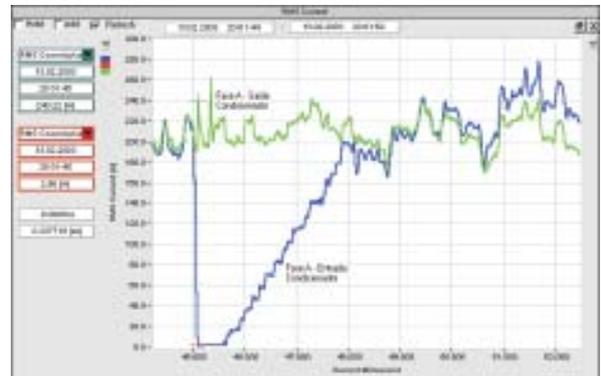



FIGURA 12 – Perfil RMS de Corrente da Fase A.

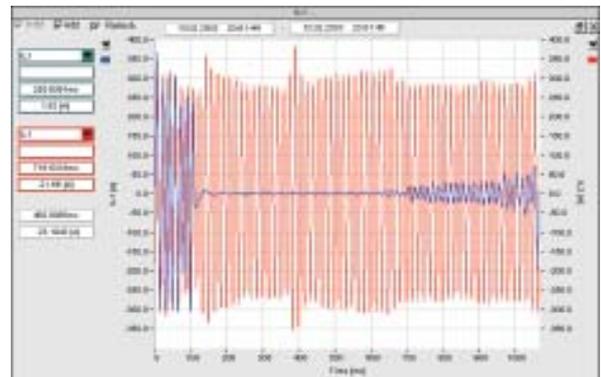



FIGURA 13 – Oscilografia da corrente da Fase A.

Fica claro nestas figuras que a corrente de entrada vai a zero durante o afundamento, enquanto a corrente na carga é mantida, garantindo o funcionamento normal da carga.

E. Distúrbio Operacional

Quando da ocorrência de um surto de corrente gerado pela carga protegida, foi medida uma queda de tensão, resultando em um afundamento maior na tensão de saída do condicionador, com relação à tensão de entrada. Este fenômeno tem duração muito rápida, em torno de 3 ciclos, e deve-se à presença de reatores em série com a rede. A seguir mostra-se nas figuras 14 e 15 uma ocorrência deste tipo:

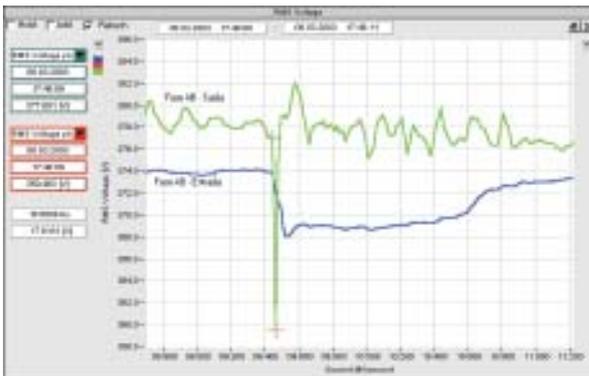



FIGURA 14 - Perfil de tensão RMS – Fase AB – Entrada e Saída.

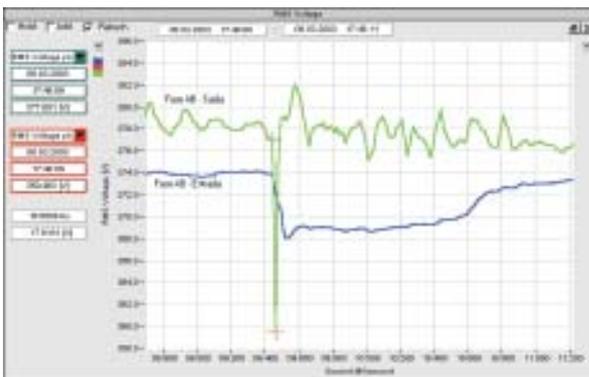



FIGURA 15 - Perfil de corrente RMS – Fase A – Entrada e Saída.

Destaca-se também que este tipo de ocorrência, em nenhum momento ofereceu risco operacional para as cargas protegidas.

IV. CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta os principais resultados das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico executadas nas fases II e III do projeto de P&D da ELEKTRO, "O Impacto de Dispositivos Eletrônicos de Potência na Qualidade da Energia Elétrica".

Monitoramentos da qualidade da energia em clientes industriais tem possibilitado o diagnóstico preciso das causas de perturbações no sistema elétrico ou industrial e suas consequências na operação de cargas sensíveis, tipicamente em processos industriais automatizados.

"Custom power technology" para a minimização de problemas de qualidade da energia elétrica em clientes foi investigada com a aplicação em projeto piloto de equipamentos de condicionamento de energia elétrica.

Apresentou-se os resultados de operação de um dispositivo de condicionamento de energia elétrica, baseado em conversores e armazenamento de energia em massa girante ("Flywheel Technology"). O comportamento do compensador para proteção contra afundamentos momentâneos de tensão instalado em uma unidade industrial, tem se mostrado bastante satisfatório. Ele tem atendido ao seu propósito principal que é evitar o desligamento do processo industrial de produção, devido a afundamentos de tensão de curta duração e também de interrupções de curta duração (até 13 segundos).

O dispositivo proporciona uma certa função de filtragem nos harmônicos de tensão provenientes da rede, atenuando-os e evitando sua propagação até a carga protegida pelo compensador. Por outro lado, ele ainda ajuda a confinar os harmônicos de corrente gerados pela carga protegida já que oferece uma impedância adicional em série com a rede, tal que sua soma resulta num valor expressivamente maior que a impedância equivalente oferecida pelo conversor PWM shunt. Contudo, a instalação do reator série reduz a potência de curto circuito no ponto de entrega, ou seja, no ponto onde é conectada a carga protegida. Com isso, surtos de corrente nessa carga causam quedas de tensão expressiva nos terminais do reator série, causando uma queda brusca na tensão de saída, além dos valores verificados na tensão da rede (tensão de entrada compensador). Todavia, foi verificado que a duração do afundamento na tensão de saída é inferior à duração do surto de corrente. Isso indica que o controlador do compensador atua em harmonia com a relação dos valores de reatâncias dos filtros de linha (série) e filtros do conversor (shunt), buscando um ajuste rápido da tensão de saída.

Por fim, a função de filtragem ativa do compensador não ficou devidamente evidenciada com os dados de medições disponíveis e merece uma análise mais profunda no futuro. Já a compensação de reativos e a regulação de tensão, apresentaram boa eficiência, mantendo a carga em condições operacionais em regime permanente suficientemente otimizadas.

A simulação computacional de fenômenos transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos e sistemas da eletrônica de potência através de programas baseados no EMTP – Electromagnetic Transients Program requer dados detalhados de configuração dos sistemas e dispositivos, que via de regra, não foram disponibilizados pelos fabricantes de equipamentos condicionadores de energia elétrica.

A metodologia científica e empresarial proposta e em execução neste projeto tem possibilitado uma real transfe-

rência de conhecimentos tecnológicos aos técnicos e engenheiros da ELEKTRO e ao mesmo tempo uma interação proativa entre universidade e empresa, com benefícios estratégicos para ambos e obviamente para o país.

O desenvolvimento e sistematização de metodologias de análise dos processos de aplicação da inovação tecnológica "Custom Power Controllers" e a estruturação de critérios e procedimentos de gestão tecnológica e transferência ao mercado dos benefícios do projeto são temas de pesquisa estratégica na ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A..

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias, S. Nosaki, E. S. da Silva, M. Aredes, E. H. Watanave, S. Carneiro Jr. e H. W. Dommel, "Aplicação Tecnológica de Equipamento de Condicionamento de Energia Elétrica", artigo aceito para publicação no *V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE'03)*, Aracajú – SE, Brasil, 17 - 20 de agosto de 2003.

[2] E. A. Mertens Jr., E. S. da Silva, B. D. Bonatto e L. F. S. Dias, "Impacto de Variações de Freqüência versus Variações de Tensão de Curta Duração", artigo aceito para publicação no *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Uberlândia-MG, Brasil, 19-24 de outubro de 2003.

[3] B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr., E. S. da Silva, L.F.S. Dias, and S. Nosaki, "A Case of Power Quality Analysis at Sensitive Load", *International Conference on Electricity Distribution - CIDEL*, Buenos Aires, Argentina, November 15-19, 2002.

[4] B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr., E. S. da Silva, and L. F. S. Dias, "Power Quality Assessment at Sensitive Loads", *IEEE/PES Transmission and Distribution Latin America Conference (IEEE/PES T&D 2002 Latin America)*, São Paulo –SP, Brazil, March 18-22, 2002.

[5] B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr., F. A. Fernandes, e L. F. S. Dias, "A Qualidade da Energia Elétrica em Consonância com a Segurança Industrial", *XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (XIV SENDI)*, Foz do Iguaçú - PR, Brasil, 19 - 23 de novembro de 2000.

[6] B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr. e F.A. Fernandes, "Diagnóstico da Qualidade da Energia Elétrica em Clientes Industriais - Estudo de Caso", *III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE'99)*, Brasília - DF, Brasil, 8 - 12 Agosto de 1999.

[7] B. D. Bonatto, B.D., E. A. Mertens Jr., e F. A. Fernandes, "Diagnóstico da Qualidade de Energia Elétrica no Sistema de Distribuição", *III Conferência Latino-Americana de Distribuição de Energia Elétrica (III CONLADIS)*, Escola Politécnica da USP, Cidade Universitária, São Paulo - SP, Brasil, 8 - 13 de setembro de 1998.

[8] L. E. O Pinheiro, B. D. Bonatto, R. Torrezan, e F. A. Fernandes, "Monitoramento da Qualidade de Energia Elétrica Fornecida: Casos Práticos, Soluções e a Visão de Planejamento", *XIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (XIII SENDI)*, São Paulo - SP, Brasil, 11 - 16 de maio de 1997.

[9] L. E. O. Pinheiro, O. S. I. Komukai, B. D. Bonatto, e E. Yoshida, "Medições para Monitoramento da Qualidade de Energia em Sistema de Distribuição", *I Seminário Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica (I SBQEE)*, UFU, Uberlândia - MG, Brasil, 10 - 13 de junho de 1996.

[10] B. D. Bonatto, H. W. Dommel, E. A. Mertens Jr., and F. A. Fernandes, "Power Quality Analysis based on EMTP Simulations – Harmonics Case Study", *5th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP'99)*, Foz do Iguassu – PR, Brazil, Volume 1, pp. 135-140, September 19-23, 1999.

[11] B. D. Bonatto, E. H. Watanabe, E. A. Mertens Jr., H. W. Dommel, L. F. S. Dias, M. Aredes, S. Carneiro Jr., and S. Nosaki, "Eletrônica de Potência e Qualidade da Energia Elétrica: Pesquisas Cooperativas na ELEKTRO, COPPE/UFRJ e UBC", *I Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (I CITENEL)*, Brasília – DF, Brasil, 6 - 7 de novembro de 2001.

[12] B. D. Bonatto, H. W. Dommel, E. H. Watanabe, M. Aredes, S. Carneiro Jr., E. A. Mertens Jr., S. Nosaki, and L. F. S. Dias, "Custom Power Applications for the Improvement of the Quality of Power - Literature Review", *IV Brazilian Seminar about the Quality of Power (SBQEE'01)*, Porto Alegre – RS, Brazil, August 12-17, 2001.

[13] B. D. Bonatto, "*EMTP Modelling of Control and Power Electronic Devices*", Ph.D. Thesis, The University of British Columbia (UBC), Department of Electrical and Computer Engineering, October 2001.

[14] M. Aredes, E. H. Watanabe, B. D. Bonatto, E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias and S. Nosaki, "Comparative Analysis of Shunt Active Filter Models in the EMTP/ATP and SABER Programs", *International Conference on Power Systems Transients (IPST 2003)*, New Orleans, USA, October xx-xx, 2003.

[15] B. D. Bonatto and H. W. Dommel, "Negative Impedances as Power System and Control Elements in EMTP-Type Programs", *International Conference on Power Systems Transients (IPST 2003)*, New Orleans, USA, October xx-xx, 2003.

[16] B. D. Bonatto and H. W. Dommel, "A Circuit Approach for the Computer Modelling of Control Transfer Functions", *14th Power System Computation Conference (PSCC'02)*, Sevilla, Spain, June 24-28, 2002.

[17] B. D. Bonatto, and H. W. Dommel, "Current and Voltage Dependent Sources in EMTP-based Programs", *International Conference on Power System Transients (IPST'01)*, Rio de Janeiro – RJ, Brazil, Volume I, pp. 299-304, June 24-28, 2001.

[18] J. Calviño-Fraga and B. D. Bonatto, "Multi-Format Graphical User Interface for EMTP-based Programs", *International Conference on Power System Transients (IPST'01)*, Rio de Janeiro – RJ, Brazil, Volume II, pp. 692-697, June 24-28, 2001.

[19] B. D. Bonatto, T. Niimura, and H. W. Dommel, "A Fuzzy Logic Application to Represent Load Sensitivity to Voltage Sags", *8th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP'98)*, Volume I, pp. 60-64, Athens, Greece, October 14-16, 1998.

[20] N. G. Hingorani, "Introducing Custom Power," *IEEE Spectrum*, pp.41-48, June 1995.

[21] H. W. Dommel, "Digital Computer Simulation of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-88, pp.388-399, April 1969.

[22] H. W. Dommel, *EMTP Theory Book*, Second Edition., Vancouver, British Columbia, Canada: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992, updated in 1996.

[23] M. Aredes, *Active Power Line Conditioners*, Ph.D. thesis, Technischen Universität Berlin, Berlin, Germany, March 1996.

[24] H. Akagi, H. Fujita, "A New Power Line Conditioner for Harmonic Compensation in Power Systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 3, July 1995, pp. 1570-1575.

[25] H. Akagi, Y. Kanazawa and A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensator Comprising Switching Devices Without Energy Storage Components," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-20, no. 3, 1984, pp. 625-630.

[26] E. H. Watanabe, R. M. Stephan, M. Aredes, "New Concepts of Instantaneous Active and Reactive Powers in Electrical Systems with Generic Loads," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, April 1993, pp. 697-703.

Impacto da Qualidade da Energia Elétrica em um Ambiente de Mercado Desregulamentado

José Rubens M. Jr.; José Wilson Resende, Milton Itsuo Samesima, Davi B. Gomes, Leandro M. Couto;
ESCELSA; Universidade Federal de Uberlândia - UFU

RESUMO

Este trabalho analisa o impacto da perda da Qualidade da Energia Elétrica em um sistema elétrico, com ênfase nas perdas joulicas desenvolvidas nos componentes e equipamento,s quando o sistema supre cargas não-lineares bem como trata da estimativa do custo do minuto interrompido sob o ponto de vista da distribuidora. Para calcular as perdas, foram implementadas subrotinas no programa computacional de estudos de penetração harmônica denominado HARMFLOW. Neste artigo são apresentados resultados que quantificam estas perdas. O processo de cálculo do custo relacionado a afundamentos momentâneos de tensão para as distribuidoras é exemplificado através de exemplo.

PALAVRAS-CHAVE

Fluxo harmônico, afundamentos de tensão, modelagens, perdas.

I. INTRODUÇÃO

O avanço tecnológico das instalações elétricas, ao mesmo tempo que proporciona benefícios tais como maior eficiência e uso racional da energia elétrica, tem causado preocupações com relação às perdas devido à circulação de correntes harmônicas pela rede. Isso acontece porque muitas cargas elétricas industriais que utilizam as novas técnicas de eletrônica de potência, apresentam características altamente não-lineares. Isso proporciona um aumento no valor eficaz verdadeiro das tensões e correntes ao longo dos circuitos de distribuição, alterando, consequentemente, os fluxos de potências ativas e reativas nos referidos circuitos.

Em um sistema no qual haja uma significativa parcela de correntes harmônicas, haverá consequentemente, um acréscimo nas perdas joulicas nos componentes do sistema, tais como linhas de transmissão e transformadores. Desta forma, a empresa distribuidora de energia poderá estar sofrendo uma quantidade de perdas joulicas não contabilizadas, devido ao fluxo dessas correntes harmônicas, mesmo estando dentro das normas aceitáveis de distorção harmônicas.

Impacto da Qualidade da Energia Elétrica em um ambiente de mercado desregulamentado

José Rubens M. Jr.; José Wilson Resende, Milton Itsuo Samesima, Davi B. Gomes, Leandro M. Couto; ESCELSA; Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Este trabalho tem como objetivo avaliar e quantificar as perdas desenvolvidas nas redes de distribuição típicas de uma concessionária de energia elétrica, suprindo cargas com comportamentos não lineares, tais como: fornos a arco, laminadores, controladores a velocidade variável, etc. Este estudo é muito importante porque, de uma maneira geral, as perdas RI_h^2 (para as freqüências harmônicas de ordem *h*) nos diversos componentes e equipamentos da rede, normalmente não são incluídas nos estudos de fluxo de carga (cálculos feitos apenas para a freqüência de 60 Hz) e, por conseguinte, não contabilizadas na composição do percentual total de perdas técnicas da empresa.

Estas perdas adicionais, devido à circulação de correntes harmônicas, serão obtidas a partir do programa de simulação digital de fluxo harmônico denominado HARMFLOW. Este programa, dentro outros aspectos [1], possui modelos adequados para a representação dos equipamentos e componentes da rede e também inclui o efeito *skin* envolvido com as freqüências harmônicas. Assim, a partir de medições efetuadas nos pontos de acoplamento entre as cargas e a rede distribuidora de energia elétrica, é possível calcular o montante da energia elétrica não quantificada na composição de perdas técnicas.

A partir dessas informações pode-se avaliar, técnica e economicamente, se medidas corretivas para minimização das perdas técnicas aqui focalizadas são viáveis ou não.

II. BREVE DESCRIÇÃO DO PROGRAMA HARMFLOW

O programa HARMFLOW foi desenvolvido para os estudos típicos de fluxo de carga em 60 Hz e de penetração harmônica.

A metodologia desenvolvida neste programa para os cálculos nas freqüências harmônicas é centrada na seguinte equação:

$$[I]=[Y].[V] \quad (1)$$

onde:

[I]: vetor de correntes harmônicas injetadas nas barras pelas cargas não-lineares;

[Y]: matriz admitância da rede para cada freqüência harmônica;

[V]: vetor de tensões harmônicas.

II.1 Estudos de penetração harmônica a partir de medições

Com a obtenção, por medição, dos valores de correntes harmônicas em uma ou mais barras de um sistema, forma-se o vetor [I] da equação (1). Em seguida, calcula-se, para cada freqüência harmônica, o vetor [V] da equação matricial (1).

II.2 Inclusão do cálculo de perdas joulicas

A figura 1 representa, simplificadamente, um ramo entre duas barras i e j:

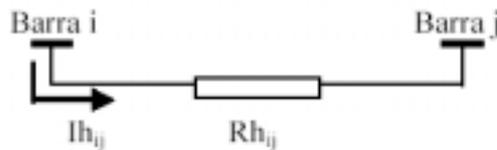



FIGURA 1 – Ramo entre duas barras.

Quando uma corrente Ih_{ij} percorrer o ramo ij, constituído de uma resistência Rh_{ij}, haverá perdas joulicas que podem ser calculadas por (2):

$$Pj_{harm} = Rh_{ij} \times Ih_{ij}^{2} \qquad (2)$$

em que:

Pj_{harm}: perda joulica no ramo ij, devido à corrente de ordem harmônica "h".

Rh_{ij}: resistência do ramo ij, na freqüência harmônica "h".

Ih_{ij}: corrente harmônica de ordem "h", da barra i para j.

O valor da corrente harmônica Ih_{ij} é dado pela seguinte equação:

$$Ih_{ij} = \frac{Vh_i - Vh_j}{Zh_{ij}} \qquad [3]$$

onde:

Vh_i e Vh_j: são as tensões nas respectivas barras i e j. Essas tensões são calculadas pelo programa.

O programa HARMFLOW calcula todas as perdas joulicas, associadas à correntes harmônicas, presentes no sistema de energia, desde a fundamental até a última harmônica existente, considerando a correção no valor da resistência dos elementos do sistema, pelo efeito Skin.

III. EXEMPLO ILUSTRATIVO

A figura 2 mostra um sistema de 9 barras, para o qual serão calculadas as perdas joulicas fundamentais e harmônicas, através do programa HARMFLOW.

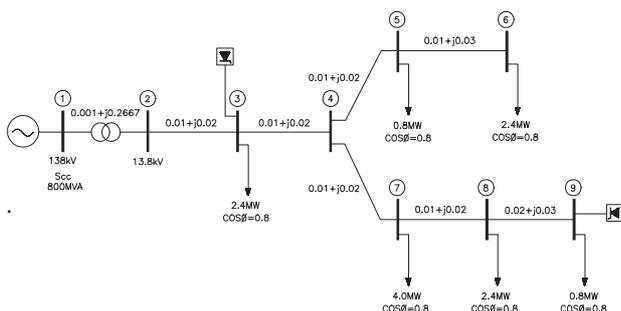



FIGURA 2. Sistema de 9 barras

Os resultados do estudo estão na figura 3. As perdas são apresentadas por *ramo* (o que possibilita identificar em qual ramo está ocorrendo a maior perda joulica). Embora não mostrado nesta figura, o programa mostra as perdas também por harmônica (o que facilitará na indicação da freqüência a ser eventualmente filtrada).

PERDAS JOULICAS NOS RAMOS (KWATTS)				
BARRA EMISSORA	BARRA RECEPTORA	PERDA DEVIDO A CORRENTE FUND.	PERDA DEVIDO A HARMONICAS	PERDAS TOTAIS FUND. + HARM.
UM	DOIS	10.0721	.0841	10.1562
DOIS	TRES	100.7255	.8414	101.5669
TRES	QUATRO	40.6285	.2021	40.8306
QUATRO	CINCO	1.0174	.0004	1.0178
CINCO	SEIS	1.0234	.0002	1.0236
QUATRO	SETE	25.2698	.2145	25.4844
SETE	OITO	11.1667	.2321	11.3988
OITO	NOVE	10.8568	.4876	11.3444
PERDAS TOTAIS		201.5602	2.0626	203.6228

FIGURA 3. Resultado de um estudo via cálculo de um sistema de 9 barras

IV ESTUDOS DE CASOS REAIS

Os estudos de perdas a serem mostrados a seguir se referem a um sistema de 138 kV, com 78 barras.

IV.1- Um sistema de transmissão com apenas um grande consumidor gerando harmônicas

Nesta seção serão calculadas as perdas joulicas harmônicas devido a apenas um grande consumidor. A figura 4 mostra os valores das correntes harmônicas injetadas por este consumidor (em [pu] da corrente fundamental), as quais foram medidas no ponto de acoplamento com o sistema da distribuidora de energia.

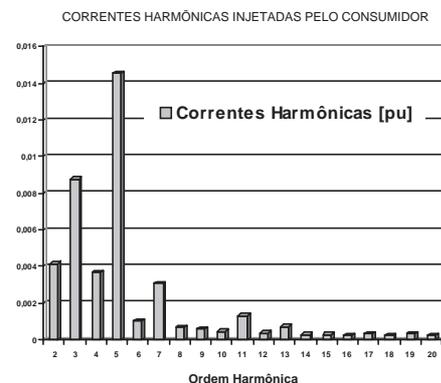



FIGURA 4. Correntes harmônicas injetadas por um grande consumidor.

Os correspondentes valores para a média diária das perdas joulicas ao longo de toda a rede, para cada ordem harmônica, estão ilustradas na figura 5. O valor total dessas perdas é da ordem de 1,62 kW.

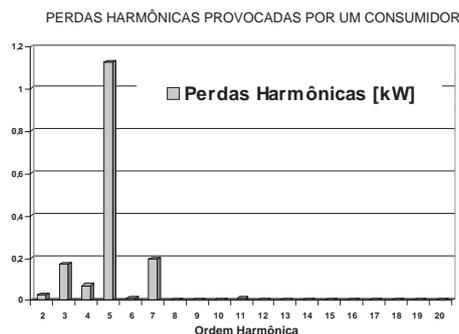



FIGURA 5. Perdas joulicas por harmônicas em todo o sistema devido a um grande consumidor

Já a média das perdas joulicas totais devido a esse consumidor ao longo de 24 horas, considerando quatro tipos de cargas, leve (das 00:00 às 07:00), média 1 (das 07:00 às 18:00), pesada (das 18: às 21:00) e média 2 (das 21:00 às 24:00), são ilustradas na Figura 6.

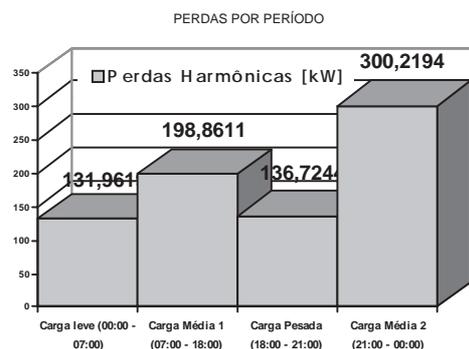



FIGURA 6. Perdas joulicas provocadas por um consumidor – média diária

Pode ser observado na figura 6 que o período de maior perdas joulicas devido a circulação de correntes harmônicas, injetadas pelo referido consumidor foi o de carga média 2 (das 21:00 às 24:00). No período de carga pesada pode-se constatar uma das menores perdas, e isto se deve ao fato de que neste intervalo de tempo este consumidor realiza uma diminuição de sua demanda para atendimento ao horário de ponta estabelecido em contrato junto à distribuidora de energia elétrica local.

IV.2- Sistema de transmissão com todos os grandes consumidores sendo incluídos nos cálculos de perdas harmônicas

Nesta seção são analisadas as perdas joulicas ao longo do mesmo sistema anterior, porém, agora, incluindo-se os 18 maiores consumidores. A figura 7 mostra a média diária das perdas joulicas, ao longo de toda a rede, devido a cada componente de corrente harmônica.

A figura 8 ilustra a média das perdas joulicas totais devido a todos estes consumidores, ao longo de 24 horas, novamente considerando os quatro tipos de cargas (leve (das 00:00 às 07:00), média 1 (das 07:00 às 18:00), pesada (das 18: às 21:00) e média 2 (das 21:00 às 24:00)). Nesta figura, observa-se que:

- O período de maior perda joulica do sistema é o de carga média 2, ou seja, entre 21:00 e 24:00.
- Apesar de, no período de carga pesada, a maioria dos grandes consumidores estarem com redução de demanda para atendimento ao horário de ponta das distribuidoras, as perdas joulicas continuam sendo significativas. Isto se deve ao fato de que neste intervalo (entre 18:00 e 21:00) há uma da geração de correntes harmônicas devido a cargas não lineares dos consumidores residenciais.

A média diária de perdas joulicas, devido às correntes harmônicas, de todo este sistema elétrico, é de 184,252 kW. Isto representa, em média, apenas **1,0 %** (um porcento) do total de perdas técnicas da distribuidora de energia elétrica considerada.

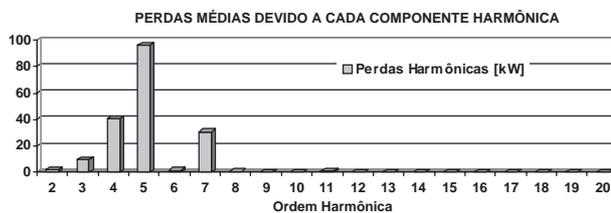



FIGURA 7 – Perdas Joulicas devido a cada componente harmônica

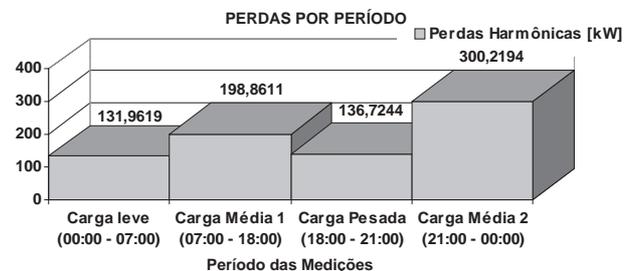



FIGURA 8 – Perdas ao longo de 24 Horas

V - CUSTO DO MINUTO INTERROMPIDO (SOB O ENFOQUE DA DISTRIBUIDORA)

Outro aspecto muito importante é a estimativa do custo do minuto interrompido, sob o ponto de vista da distribuidora. Neste sentido, para este trabalho, monitorou-se vários barramentos de uma empresa distribuidora, em relação aos Afundamentos Momentâneos de Tensão.

Relacionando-se os eventos registrados e as curvas de carga dos grandes clientes industriais monitorados, calculou-se o valor em MWh da energia elétrica não fornecida, devido à referida ocorrência.

O processo de cálculo do custo relacionado à afundamentos momentâneos de tensão para as distribuidoras, é exemplificado através do exemplo de que se segue.

A figura 9 mostra o registro de diversas ocorrências de afundamentos momentâneos de tensão no PAC de um determinado consumidor industrial da ESCELSA. O mais severo dos afundamentos está indicado na figura por uma seta.

A figura 10 apresenta o registro das variações dos valores eficazes das tensões nas 3 fases, para o afundamento de tensão em pauta (o qual ocorreu às 12h 48m do dia 22/10/2002). Ainda desta figura observa-se que o evento teve uma duração de 287,9 ms.

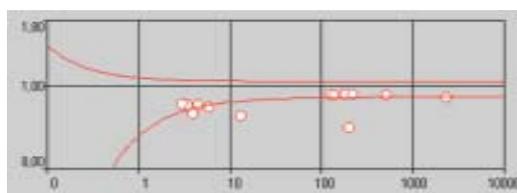



FIGURA 9 Registro de ocorrências no PAC de um consumidor industrial

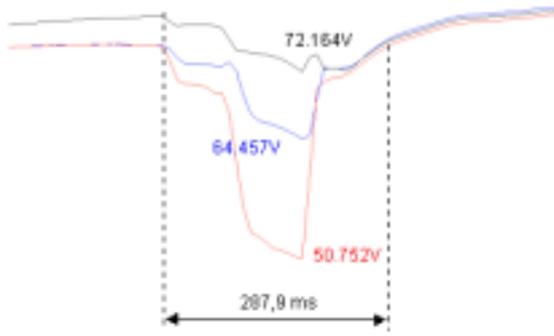



FIGURA 10: Variações dos valores eficazes das tensões nas 3 fases

Analisando-se, na figura 11, a curva de carga da indústria durante este período, observa-se que, considerando-se a curva de demanda média (indicada na figura por uma linha vermelha) e calculando-se a área abaixo desta curva após a ocorrência do evento até que a demanda média seja novamente restabelecida (área de cor amarelada), tem-se o consumo de energia elétrica **não fornecido** ao cliente devido ao afundamento momentâneo de tensão de 287,9 ms de duração.

O resultado desses cálculos indicou que a energia não fornecida para o cliente durante o evento, é de **63,98 MWh**. Considerando-se o custo do MIX de compra de energia elétrica pela distribuidora igual a R$ 40,00 (valor fictício para fins de demonstração da metodologia) e a tarifa de fornecimento ao cliente igual a **R$ 57,58 / MWh**, tem-se a tarifa líquida de lucro igual a:

TL = R$ 57,58 – R$ 40,00 = **R$ 17,58 / MWh**

Assim, aplicando-se aqui a denominada "Tarifa de Lucro à energia não fornecida", tem-se:

Energia Não Vendida = R$ 17,58 x 63,98 = **R$ 1.124,77**

DATA	HORA	kW	Demanda não fornecida [kW]
22/10/02	11:00:00	58.666	0
22/10/02	11:15:00	58.397	0
22/10/02	11:30:00	62.362	0
22/10/02	11:45:00	65.923	0
22/10/02	12:00:00	65.117	0
22/10/02	12:15:00	66.595	0
22/10/02	12:30:00	61.690	0
22/10/02	12:45:00	65.184	0
22/10/02	13:00:00	31.987	27.455
22/10/02	13:15:00	5.712	53.731
22/10/02	13:30:00	7.594	51.849
22/10/02	13:45:00	10.147	49.295
22/10/02	14:00:00	22.915	36.527
22/10/02	14:15:00	41.261	18.182
22/10/02	14:30:00	49.661	9.782
22/10/02	14:45:00	54.634	4.809
22/10/02	15:00:00	57.725	1.718
22/10/02	15:15:00	56.851	2.591
22/10/02	15:30:00	61.085	0
22/10/02	15:45:00	61.690	0
22/10/02	16:00:00	64.243	0
ENERGIA NÃO FORNECIDA [MWh]			63,98

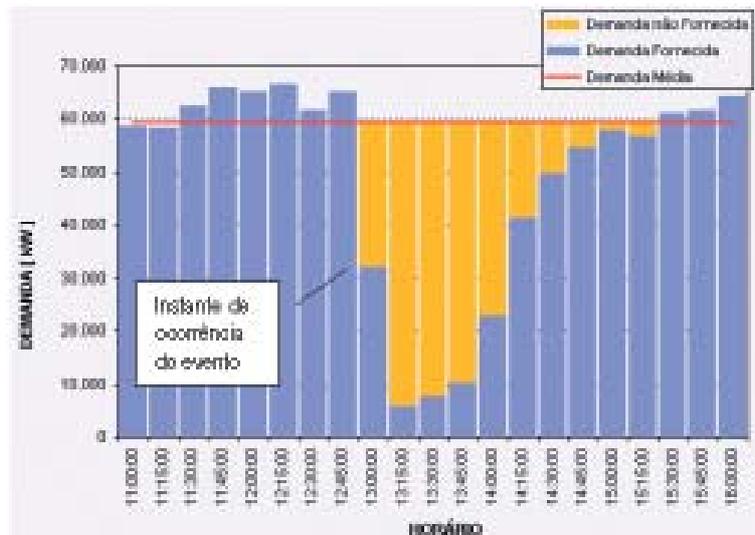



FIGURA 11: Curva de carga da indústria em análise

VI- CONCLUSÕES

A circulação de correntes harmônicas nos sistemas de distribuição das companhias distribuidoras de energia elétrica, não representam uma parcela significativa do total das perdas técnicas verificadas na rede.

Desta forma, investimentos que objetivam a diminuição das perdas técnicas devido à circulação de harmônicas, não são interessantes, sendo até mesmo inviáveis, devido ao baixo significado das mesmas em relação às perdas técnicas totais das empresas.

VII- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Resende, J.W., Tavares Jr., J.V., "Estudos integrados de fluxo de carga e de penetração harmônica em sistemas elétricos com cargas não-lineares", grupo de Modelagem de cargas e equipamentos II, II Seminário Brasileiro da Qualidade da Energia Elétrica, São Lourenço (MG), 1997.

[2] IEEE Std 519-1992, IEEE Recomended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

Impacto Sobre os Índices de Continuidade do Fornecimento Resultante da Utilização de Religadores Inteligentes

A. C. Panizza, ENERSUL S/A

RESUMO

Nos sistemas elétricos de distribuição é cada vez maior o número de problemas relacionados às interrupções da energia suprida. As interrupções têm um impacto maior nas cargas comuns que há alguns anos atrás. Microcomputadores e outros tipos de controles digitais são amplamente utilizados em todos os setores residencial, comercial e industrial. Estes tipos de cargas tendem a perder suas memórias com as interrupções e afundamentos momentâneos de tensão, e o processo controlado pode ser completamente perdido, gerando prejuízo econômico para o consumidor e concessionária de energia. O presente trabalho tem por meta propor uma solução inovadora no contexto nacional para a melhoria dos níveis da qualidade da energia elétrica em circuitos primários e secundários de distribuição diminuindo sensivelmente o universo de consumidores afetados pelas faltas permanentes melhorando, assim, a qualidade percebida do fornecimento de energia elétrica pelos consumidores. Cuja mensuração pode ser realizada por meio dos índices de continuidade de grupo (DEC e FEC) e individuais (DIC e FIC).

PALAVRAS-CHAVE

DEC; FEC; Faltas Permanentes; Religadores de Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

Nos sistemas elétricos de distribuição é cada vez maior o número de problemas relacionados às interrupções da energia suprida. As interrupções têm um impacto maior nas cargas comuns que há alguns anos atrás. Microcomputadores e outros tipos de controles digitais são amplamente utilizados em todos os setores residencial, comercial e industrial. Estes tipos de cargas tendem a perder suas memórias com as interrupções e afundamentos momentâneos de tensão, e o processo controlado pode ser completamente perdido, gerando prejuízo econômico para o consumidor e concessionária de energia.

A transição entre a forma tradicional de operação das empresas concessionárias de energia elétrica para a nova forma de operação mais competitiva do mercado de energia, aponta para a necessidade de diminuição gradual dos indicadores de continuidade da energia suprida.

Nesse sentido, o presente trabalho propõe uma solução inovadora no contexto nacional para a melhoria dos níveis da qualidade da energia elétrica em circuitos primários e secundários de distribuição diminuindo sensivelmente o universo de consumidores afetados pelas faltas permanentes melhorando, assim, a qualidade percebida do fornecimento de energia elétrica pelos consumidores.

Desta forma o presente trabalho tem por metas estudar o impacto sobre os índices de continuidade do fornecimento de energia – DEC, DIC, FEC e FIC - com a utilização de religadores telecomandados em circuitos de distribuição.

Visto que a qualidade percebida pelos consumidores se diz respeito a duração e freqüência das interrupções do fornecimento de energia elétrica, busca-se cada vez mais a melhoria contínua da qualidade percebida.

A contabilização da continuidade do fornecimento da energia elétrica se dá pela determinação dos seguintes índices:

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
- FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
- DIC - Duração de Interrupção individual por Unidade Consumidora.
- FIC – Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.

Em busca da melhoria contínua da satisfação dos consumidores e, consequentemente, a redução destes índices, determinam-se metas pactuadas junto à ANEEL.

O deslocamento da equipe, quando de faltas permanentes em alimentadores de distribuição, até o ponto de defeito e reparos necessários demandam um tempo relativamente grande. Este tempo compreende o deslocamento, realização de testes a fim de determinar o trecho defeituoso, realização de manobras para isolar a área defeituosa e restabelecimento da energia para os consumidores envolvidos consumidores de áreas não atingidas e, finalmente reparo.

O custo com a interrupção da energia para a concessionária de energia eleva-se à medida que o tempo de interrupção aumenta. Estes custos tornam-se ainda maiores quando é levado em conta o custo social e a imagem da concessionária para o consumidor final. Quanto maior o

A. C. Panizza trabalha na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A (e-mail: prot@enersul.com.br).

número de consumidores atingidos pela interrupção do fornecimento de energia, maiores serão os índices equivalentes de continuidade do fornecimento da energia (DEC e FEC) e, portanto, maléfico para a imagem da concessionária de energia elétrica.

Alguns estudos nesta área buscam relação entre custo x benefício da instalação de religadores em série em alimentadores de distribuição, levando em consideração fatores técnicos e econômicos para tomada de decisões.

Mesmo os sistemas elétricos cuidadosamente planejados em termos da segurança de operação, estão sujeitos a perturbações imprevistas, capazes de provocar variações significativas de tensão, como por exemplo, os curtos-circuitos, descargas atmosféricas ou desligamentos intempestivos de linhas e transformadores. Por se tratar de eventos imprevisíveis, a sua detecção requer um sistema de monitoração constante das grandezas elétricas, como por exemplo, do valor eficaz das tensões no ponto de acoplamento comum do consumidor e o estado dos equipamentos de seccionamento ao longo de um alimentador de distribuição.

As práticas para eliminação dos defeitos pelas concessionárias incluem a colocação de religadores ao longo dos alimentadores de distribuição e alteração da topologia da rede. Estas práticas podem reduzir o número e/ou duração das interrupções de energia, mas as faltas nunca podem ser eliminadas completamente.

Nesse sentido, o presente trabalho propõe uma solução inovadora no contexto nacional para a melhoria dos níveis da qualidade da energia elétrica em circuitos primários e secundários de distribuição diminuindo sensivelmente o universo de consumidores afetados pelas faltas permanentes melhorando, assim a qualidade percebida do fornecimento de energia elétrica pelos consumidores.

II. RELIGADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os religadores de distribuição utilizados no presente projeto são de tecnologia digital, compactos, com isolação em epóxi e possuem as seguintes características:

- Tamanho compacto;
- Função de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro;
- Alimentação alternativa por meio de baterias;
- Medidas de corrente de fase;
- Medidas de corrente de neutro;
- Medidas de tensão;
- Medidas de potência monofásica;
- Medidas de potência trifásica;
- Medidas de componentes simétricas;
- Funções operacionais no painel frontal;
- Registros de eventos;
- Perfil de carga;
- Dados históricos.

A figura 1 mostra o religador microprocessado trifásico utilizado no projeto.

E a figura 2 mostra o conjunto completo (religador trifásico microprocessado, controle e antena) instalado.

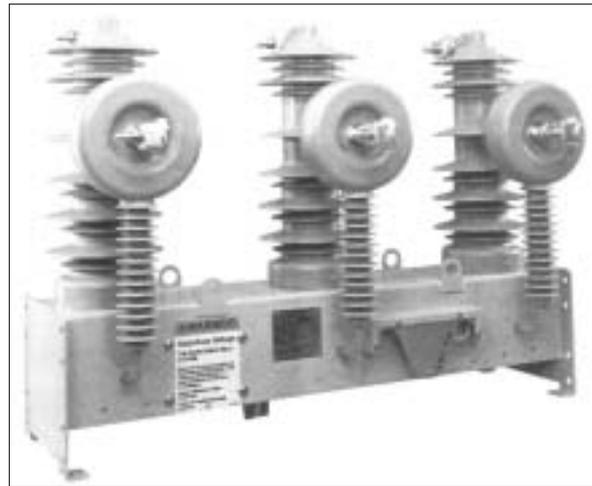



FIGURA 1 – Religador trifásico microprocessado.

Controle do religador
Antena de Comunicação
Religador
Antena de Comunicação
Controle do religador

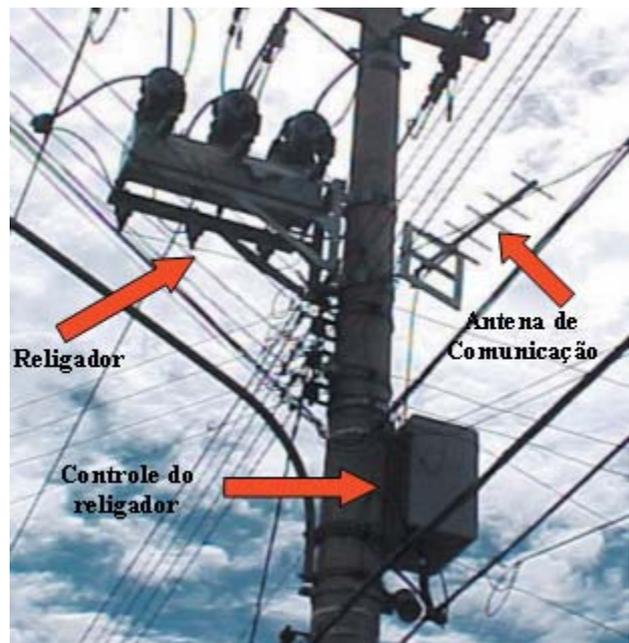



FIGURA 2 – Religador trifásico microprocessado instalado.

III. ALIMENTADORES SELECIONADOS

Os alimentadores selecionados para o estudo são o alimentador Al-05 e alimentador Al-07 da Subestação Campo Grande Cuiabá da cidade de Campo Grande. A figura 3 mostra o croqui do projeto.

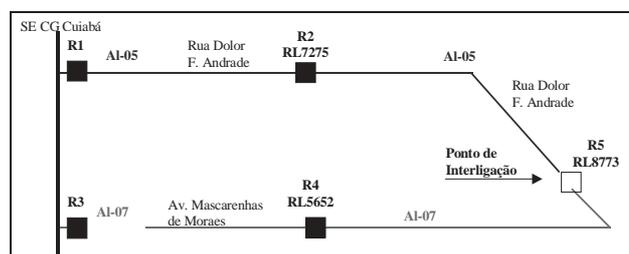



FIGURA 3 - Croqui dos religadores.

Como mostrado na figura 3 o projeto prevê que a interligação entre os religadores é feito por meio de um religador normalmente aberto. Sendo que o mesmo é manobrado sempre que haja algum defeito entre os trechos R1-R2 ou R3-R4 dos alimentadores Al-05 e Al-07, respectivamente.

A tabela 1 mostra a localização de cada religador envolvido no projeto.

TABELA 1
Localização do religadores.

RL	Alimentador	Localização
RL 7275	Al-05	Rua Dolor F. de Andrade entre as ruas Dr Arthur Jorge e 25 de Dezembro
RL 5652	Al-07	Av. Mascarenhas de Moraes entre as ruas Livramento e do Rosário
RL 8773	Interligação	Rua Dolor F. de Andrade entre as ruas 13 de Maio e Rui Barbosa

Já tabela 2 mostra o número de consumidores em cada trecho dos alimentadores Al-05 e Al-07.

TABELA 2
Número de consumidores nos alimentadores Al-05 e Al-07.

Número de consumidores	Alimentador Al-05	Alimentador Al-07
Total de consumidores do alimentador	4703	4140
Total de consumidores antes do religador – Trecho 1	2595	1359
Total de consumidores após o religador – Trecho 2	2108	2781

IV. LÓGICA DE RECOMPOSIÇÃO

A lógica de recomposição é sempre ativada quando da atuação de proteção de sobrecorrente de fase ou de neutro do alimentador Al-05 ou Al-07.

Durante toda a execução caso haja perda da comunicação com algum elemento supervisionado pela lógica a mesma é abortada, sendo necessário a intervenção do despachante do Centro de Operação do Sistema da Distribuição (COD).

Quando todas as condições são satisfeitas a lógica tem o seu término em tempo inferior a 01 (um) minuto.

Para que o despachante COD tivesse acesso e controle da lógica de recomposição, foi criada uma tela exclusiva para os religadores envolvidos nesta lógica, a qual está mostrada na figura 4.

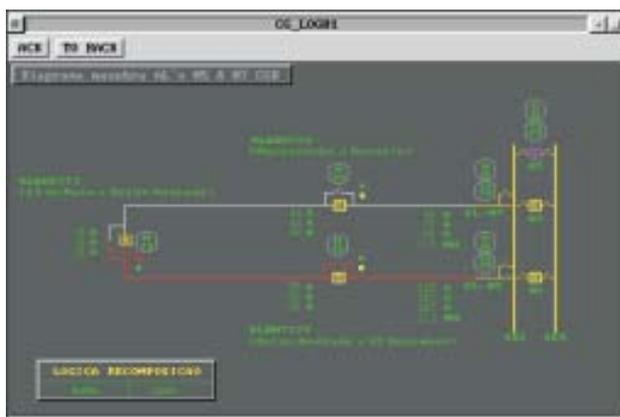



FIGURA 4 – Tela da lógica de recomposição automática.

Com esta tela de comando o despachante do COD tem acesso aos religadores podendo realizar as seguintes tarefas:

- Manobras de abertura e fechamento dos religadores;
- Bloqueio/desbloqueio das funções de proteção de fase e de neutro;
- Bloqueio/desbloqueio da função de religamento automático;
- Leitura de corrente em cada religador nas três fases.

Adicionalmente, cada religador de rede tem sua própria tela individual em que são mostradas características e medidas individuais do religador. Nesta tela, o despachante, também, realiza as tarefas supracitadas.

A titulo ilustrativo a figura 5 mostra a tela de um dos religadores de rede do projeto.

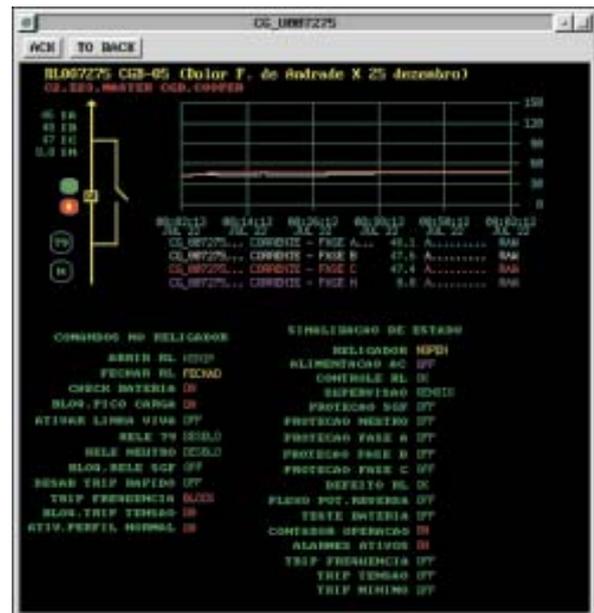



FIGURA 5 – Tela do religador RL 007275 – Rua Dolor F. de Andrade com Rua Arthur Jorge.

V. FUNCIONAMENTO DA LÓGICA DE RECOMPOSIÇÃO

A lógica de recomposição implementada no projeto é mostrada no diagrama de blocos da figura 6.

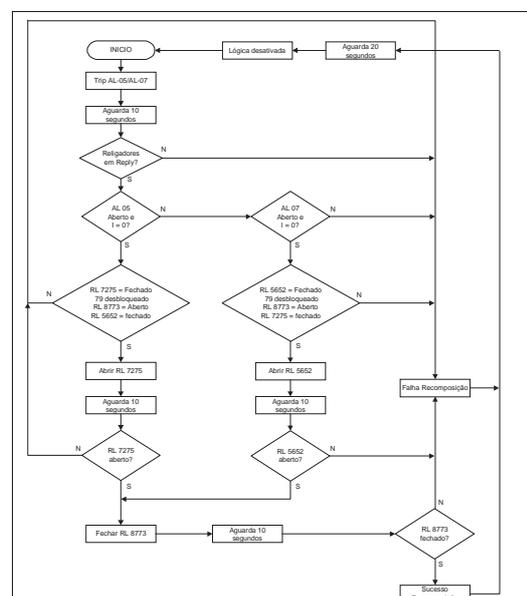



FIGURA 6 – Lógica de recomposição automática de consumidores.

A seguir será discutido a respeito da lógica de recomposição automática.

A. Defeito no Trecho R1-R2

A figura 7 ilustra um defeito permanente no primeiro trecho do alimentador Al-05.

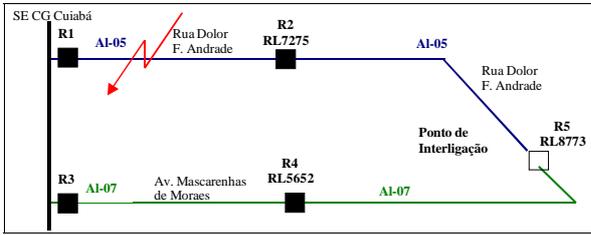



FIGURA 7 – Defeito no trecho R1-R2.

Caso haja um defeito permanente no trecho R1-R2 a lógica de recomposição automática tem seu inicio após o ciclo de religamentos do disjuntor da subestação.

Inicialmente é realizada a verificação da comunicação de todos os religadores envolvidos na lógica e a confirmação do estado do religador R5 (interligação) que deve estar aberto.

Posteriormente é realizado a confirmação do disjuntor da subestação (R1) aberto, pela verificação do estado e corrente da fase B nula. Desta forma, o religador R2 é aberto automaticamente isolando o trecho defeituoso do alimentador Al-05, como mostra a figura 8.

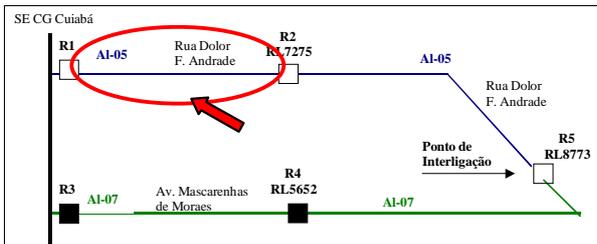



FIGURA 8 – Isolamento da área defeituosa.

Após dado o comando de abertura do religador R1 é aguardado um tempo de 20 (vinte) segundos e em seguida confirmado a sua abertura pelo estado do religador e corrente na fase B nula.

Assim, o religador de interligação R5 pode ser fechado sem risco de fechamento e energização do alimentador com um defeito, figura 9.

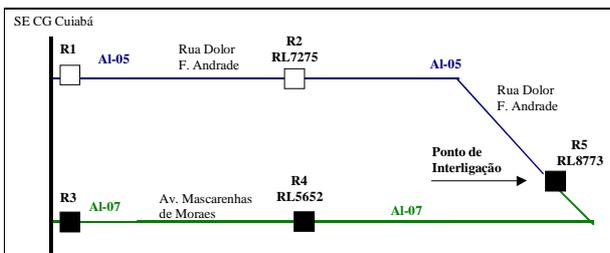



FIGURA 9 – Parte da carga do alimentador Al-05 recomposta.

B. Defeito no Trecho R3-R4

O funcionamento da lógica de recomposição automática de consumidores é análoga a mencionada no item anterior.

VI. REDUÇÃO DO DEC E FEC

Para a determinação do montante de redução no DEC e FEC faz-se necessário levar em consideração quatro cenários a saber:

- Cenário 1 – Operação da Rede de Distribuição com chave faca – Defeito no alimentador Al-07.
- Cenário 2 – Operação da Rede de Distribuição com religador – Defeito no trecho 1 do Al-07.
- Cenário 3 – Operação da Rede de Distribuição com chave faca – Defeito no alimentador Al-05.
- Cenário 4 – Operação da Rede de Distribuição com religador – Defeito no trecho 1 do Al-05.

A. Cenário 1: Operação de Redes de Distribuição com Chave Faca – Defeito no Alimentador 07

Considerando que na operação da Rede de Distribuição com chave faca o tempo de manobras para localização e isolação da área defeituosa leva em média 0,5 hora e o tempo de restabelecimento do defeito no trecho 1 de 1,5 hora, o DEC e FEC podem ser calculados de acordo com a equação (1) e (2).

A figura 10 mostra um defeito no trecho 1 do alimentador Al-07.

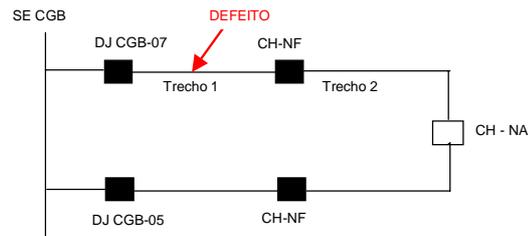



FIGURA 10 – Cenário 1 – Operação com chave faca.

$$DEC = \frac{(Número\ consumidores\ afetados) \cdot Tempo}{Número\ total\ consumidores} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{(Número\ consumidores\ afetados) \cdot (Número\ interrupções)}{Número\ total\ consumidores} \quad (2)$$

onde,

DEC – Duração Média Equivalente de Interrupção por Consumidor;

FEC – Freqüência Média Equivalente de interrupção por Consumidor.

Neste cenário no cálculo do DEC e FEC deve ser considerado duas partes:

- O alimentador completo - até a isolação do defeito; e
- Metade do alimentador – após isolado o defeito.

Assim,

$$DEC_{(Trecho1+Trecho\ 2)} = \frac{4140 \cdot 0{,}5}{4140} = 0{,}5\ hora \quad (3)$$

$$DEC_{(Trecho\ 1)} = \frac{1359 \cdot 1{,}5}{4140} = 0{,}49\ hora \quad (4)$$

Portanto o DEC total será,

$$DEC_{Total} = 0{,}5 + 0{,}49 \quad (5)$$

$$DEC_{Total} = 0{,}99\ hora \quad (6)$$

E o FEC total será,

$$FEC_{Total} = \frac{4140 \cdot 1}{4140} = 1 \ i/c \quad (7)$$

B. Cenário 2: Operação de Redes de Distribuição com Religadores – Defeito no Alimentador 07

Considerando um defeito no trecho 1 do alimentador Al-07, mas agora a operação com religadores e a lógica de recomposição em operação, como mostra a figura 11.

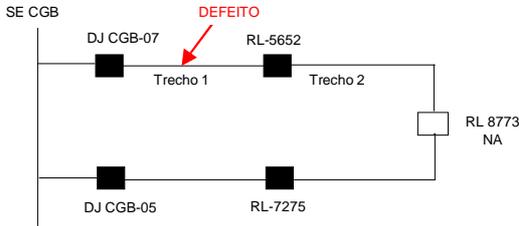



FIGURA 11 – Cenário 2 – Operação com chave religadores.

Neste cenário o tempo de manobras para localização e isolação da área defeituosa é menor que 01 minuto, portanto não é gerado DEC e FEC para o alimentador completo.

Contudo, o tempo de restabelecimento do defeito deste trecho ainda é de 1,5 hora.

Assim, o DEC e o FEC totais serão de,

$$DEC_{Total} = \frac{1359 \cdot 1{,}5}{4140} = 0{,}49 \ hora \quad (8)$$

$$FEC_{Total} = \frac{1359 \cdot 1}{4140} = 0{,}33 \ i/c \quad (9)$$

C. Cenário 3: Operação de Redes de Distribuição com Chave Faca – Defeito no Alimentador 05

Considerando um defeito no trecho 1 do alimentador Al-05, como mostra a figura 12.

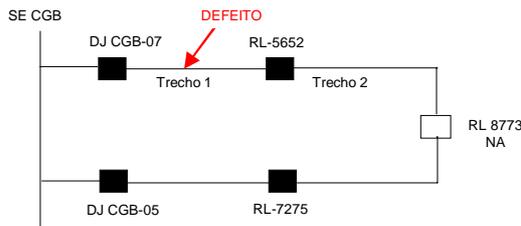



FIGURA 12 – Cenário 3 – Operação com chave faca.

Considerando, também, que na operação da Rede de Distribuição com chave faca o tempo de manobras para localização e isolação da área defeituosa leva em média 0,5 hora e o tempo de restabelecimento do defeito no trecho 1 de 1,5 hora. Assim DEC e FEC serão,

$$DEC_{(Trecho1 + Trecho\ 2)} = \frac{4703 \cdot 0{,}5}{4703} = 0{,}5 \ hora \quad (10)$$

$$DEC_{(Trecho\ 1)} = \frac{2595 \cdot 1{,}5}{4703} = 0{,}83 \ hora \quad (11)$$

Portanto o DEC total será,

$$DEC_{Total} = 0{,}5 + 0{,}83 \quad (12)$$

$$DEC_{Total} = 1{,}33 \ hora \quad (13)$$

E o FEC total será,

$$FEC_{Total} = \frac{4703 \cdot 1}{4703} = 1 \ i/c \quad (14)$$

D. Cenário 4: Operação de Redes de Distribuição com Religadores – Defeito no Alimentador 05

Considerando um defeito no trecho 1 do alimentador Al-05, mas agora a operação com religadores e a lógica de recomposição em operação, como mostra a figura 13.

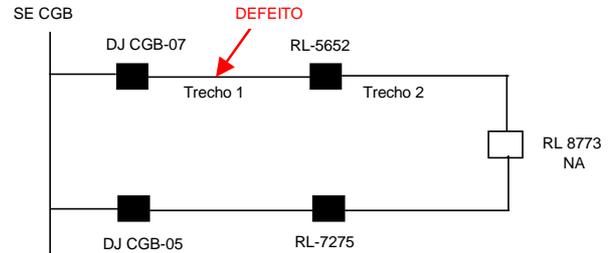



FIGURA 13 – Cenário 4 – Operação com chave religadores.

Neste cenário o tempo de manobras para localização e isolação da área defeituosa é menor que 01 minuto, portanto não é gerado DEC e FEC para o alimentador completo.

Contudo, o tempo de restabelecimento do defeito deste trecho ainda é de 1,5 hora.

Assim, o DEC e o FEC totais serão de,

$$DEC_{Total} = \frac{2595 \cdot 1{,}5}{4703} = 0{,}83 \ hora \quad (15)$$

$$FEC_{Total} = \frac{2595 \cdot 1}{4703} = 0{,}55 \ i/c \quad (16)$$

E. Redução dos Indicadores Operacionais do Alimentador Al-07

A redução dos indicadores operacionais do alimentador Al-07 esperada é de,

$$Redução\ DEC = \frac{0{,}49}{0{,}99} \Rightarrow 50\ \% \quad (17)$$

$$Redução\ FEC = \frac{0{,}33}{1} \Rightarrow 67\ \% \quad (18)$$

F. Redução dos Indicadores Operacionais do Alimentador Al-05

A redução dos indicadores operacionais do alimentador Al-05 esperada é de,

$$Redução\ DEC = \frac{0{,}83}{1{,}33} \Rightarrow 37\ \% \quad (19)$$

$$Redução\ FEC = \frac{0{,}55}{1} \Rightarrow 45\ \% \quad (20)$$

Portanto a redução esperada nos indicadores operacionais para os alimentadores envolvidos neste projeto pode ser de até 50% para o DEC e de 67% para o FEC.

Os tempo de manobras para isolamento e restabelecimento dos alimentadores foram tomados considerando o atendimento de apenas uma equipe individual.

VII. CONCLUSÕES

Uma nova filosofia de operação de redes utilizando religadores telecomandados e automatizados foi mostrado com vistas a redução dos índices de continuidade de grupo e individuais.

Foi comentado o funcionamento da lógica de recomposição da carga no caso de defeitos permanentes nos alimentadores. Sendo que em casos de defeitos permanentes o trecho não defeituoso do alimentador é restabelecido com tempo inferior a 01 (um) minuto, portanto não gerando DEC, FEC, DIC e FIC para estes consumidores. Toda a recomposição sendo realizada sem a intervenção do despachante do COD.

Ficou demonstrado que a redução nos índices de continuidade de grupo dos alimentadores envolvidos podem chegar a 50% para o DEC e 67% para o FEC.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Catálogos:

[1] Reclosers – Types NOVA 15 and NOVA 27;Three-Phase Microprocessor-Contrplled; Installation and Operation Instructions

[2] Religadores; Controles Microprocessados para Religadores kyle® Form 5, Form 5 UDP e Form 5 NOVA DC Instruções para Instalação e Operação.

[3] KYLE Form 5 – Eletronic Recloser Control

Livros:

[4] Dugan, Roger C.; Mcgranaghan, Mark F.; Beaty, Wayne H. – Electrical Power Systems Quality, 1996 McGraw-Hill.

Priorização de Investimentos em Melhoramentos de Sistemas de Distribuição

A. Valente, UNIFACS. A. Almeida, COELBA. J. Ramalho, UNIFACS. M. Strauch, UNIFACS. R. Araujo, UNIFACS. R. Pinho, UNIFACS

RESUMO

A otimização dos investimentos é fundamental para o equilíbrio econômico das concessões, principalmente devido às novas normas de qualidade de fornecimento cada vez mais exigentes e demandantes de investimentos. Para adequar seus sistemas às exigências regulatórias, as concessionárias vêm investindo quantias consideráveis nos seus sistemas. O objetivo deste trabalho é apresentar o resultado da pesquisa desenvolvida pela UNIFACS em parceria com a COELBA, no programa de P&D, ciclos 2000–2001 e 2001-2002, aprovado pela ANEEL, que desenvolveu uma metodologia de priorização, baseada em requisitos de qualidade do atendimento, visando adequar as redes da concessionária aos critérios de qualidade já regulados pela ANEEL e desenvolveu o software *Apriori* para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

PALAVRAS-CHAVE

Priorização, Qualidade da Energia, Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

Com a privatização do Setor Elétrico, reforçou-se a posição do Estado como “agente regulador” das atividades relativas ao fornecimento de energia elétrica. Neste novo contexto, um dos problemas mais difíceis dentro do sistema de prestação de serviço de energia elétrica sob o regime de concessão, refere-se à garantia da qualidade. Estudos teóricos e empíricos sob o regime tarifário do Price-cap, demonstram que este regime favorece ao subinvestimento (Girardhi, 2001). Este viés é conhecido pelos reguladores brasileiros que incorporaram índices de qualidade vinculados aos reajustes ordinários de tarifa.

Dentro desta perspectiva, novas regulamentações de controle de qualidade da energia vêm sendo desenvolvidas, com destaque para as Resoluções da ANEEL 024/2000- Continuidade do Fornecimento e 505/2001 – Níveis de Tensão, ambas tendo caráter substitutivo de portarias anteriores do DNAEE, antigo órgão regulamentador. Avanços significativos foram realizados nestas novas resoluções, principalmente quanto a penalização da concessionária pela prestação de serviços inadequados.

Considerando o atual déficit de investimentos no setor, principalmente no sistema elétrico de distribuição, e a limitação orçamentária da Empresa, devido à necessidade de manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro, torna-se imprescindível buscar uma metodologia que dê um grau de prioridade aos investimentos necessários a esta parte do sistema, área potencialmente mais carente e de reflexo direto ao consumidor, em sua grande maioria.

A abordagem tradicional das empresas concessionárias de energia elétrica tem sido a definição de índices de justificativa, sendo que os critérios de definição desses índices são escolhidos de forma arbitrária, a partir da experiência e sensibilidade dos profissionais de planejamento.

O objetivo deste trabalho é apresentar o resultado da pesquisa desenvolvida pela UNIFACS em parceria com a COELBA, no programa de P&D, ciclos 2000–2001 e 2001-2002, aprovado pela ANEEL, que desenvolveu uma metodologia de priorização, baseada em requisitos de qualidade do atendimento, visando adequar as redes da concessionária aos critérios de qualidade já regulados pela ANEEL e desenvolveu software para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

II. ASPECTOS REGULATÓRIOS

No século XX, foram criados e consolidados os principais mecanismos de regulação do setor elétrico, aplicados desde então. Pela teoria predominante, o setor elétrico passou a ser considerado um monopólio natural, pois se enquadrava como uma falha de mercado cuja característica fundamental era que o resultado econômico de uma única firma atuando no mercado seria superior à existência de competição, em determinadas situações[1]. Esse contexto desenhou uma indústria que possuía as características de verticalização e uma forte regulamentação pelo Estado, quando não era de propriedade do próprio Estado.

M.Strauch trabalha na Universidade Salvador – UNIFACS (e-mail: strauch@unifacs.br).

R.Araujo trabalha na Universidade Salvador – UNIFACS (e-mail: raraujo@unifacs.br).

O principal instrumento utilizado para disciplinar as concessões era a regulação tarifária através da tarifação pelo custo de serviço. Este instrumento propõe que os investimentos realizados pelo concessionário sejam remunerados por uma taxa de retorno considerada justa, é também chamado de tarifação pela taxa de retorno, era o modelo tradicionalmente utilizado na regulação das concessionárias dos serviços de energia elétrica no mundo, a partir da experiência americana. Uma das críticas ao método da taxa de retorno é que as firmas não são incentivadas a reduzirem seus custos, pois os seus lucros são proporcionais ao capital investido e, pelo mesmo motivo, o sobreinvestimento é incentivado, diminuindo a eficiência econômica no conceito da eficiência alocativa (Pires, 1999).

Com a reestruturação setorial, nas áreas reguladas, tratadas como monopólio natural, a transmissão e distribuição, diversos novos mecanismos de incentivos foram criados: *Price-cap*, intervalos regulatórios, competição por comparação. No Price-cap, os concessionários são incentivados a diminuir seus custos ao longo do tempo, sendo que, uma parte deste ganho é repassada para a sociedade. O objetivo foi criar um ambiente regulatório que torne natural a busca de eficiência alocativa e produtiva pelas concessionárias.

Neste contexto, a otimização dos investimentos é fundamental para o equilíbrio econômico das concessões, principalmente devido às novas normas de qualidade de fornecimento cada vez mais exigentes e demandantes de investimentos. É sabido que o sistema elétrico de distribuição no Brasil apresenta em vários pontos de atendimento, níveis de qualidade inferiores àqueles exigidos pelas novas regulamentações. Isso se deve, principalmente, à herança do período anterior à privatização, onde houve uma forte retração dos investimentos no Setor Elétrico do país.

Adequar o serviço de distribuição oferecido aos consumidores aos níveis de qualidade exigidos pelo órgão regulamentador, além de evitar penalizações, agrega valor ao produto e pode contribuir para um ganho adicional de mercado para a concessionária, ou para fidelização de seu mercado atual, face ao novo modelo de livre competição na comercialização de energia, com a presença de consumidores livres, conforme lei 9074/1995. Para adequar seus sistemas às exigências regulatórias, as concessionárias vêm investindo nos seus sistemas.

III. O PROBLEMA

No setor elétrico brasileiro, grande parte dos consumidores é atendida em baixa tensão. Isto significa que a concessionária de distribuição realiza os investimentos necessários para que a energia elétrica que chega a casa do consumidor já possa ser utilizada sem necessidade de nenhum equipamento adicional, entre a tomada e o eletrodoméstico ou carga do consumidor.

Estes consumidores são portanto conectados as redes de distribuição através de circuitos elementares de baixa tensão, que possuem como referência um equipamento transformador de tensão, que possibilita a redução dos níveis de tensão.

Ao longo dos anos, devido a ligação de novos consumidores, crescimento dos requisitos dos consumidores já atendidos, envelhecimento da rede de distribuição associado a uma redução nos investimentos necessários, a qualidade do fornecimento foise reduzindo-se, conectando-se mais consumidores do que permitia o bom desempenho do sistema.

No conjunto da reestruturação do setor, novas normas de qualidade foram sendo implantadas e apresentam textos mais apropriados para incentivar o cumprimento dos níveis de qualidade necessários para a utilização da energia pelo consumidor de forma satisfatória. Penalidades e incentivos foram adotadas pelo órgão regulador, congruente com as tendências regulatórias atualmente hegemônicas.

Diante de um grande passivo na qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores as concessionárias de distribuição vem investindo em suas redes de forma a melhorar o seu desempenho perante os consumidores e órgãos reguladores. O grande problema é priorizar o atendimento desses investimentos em ordem decrescente de retorno, isto é deve-se realizar os investimentos que maior retorno ofereça dentro de um valor orçamentário predeterminado.

A prática atual da COELBA no que diz respeito ao orçamento e priorização de obras de melhoramentos na distribuição de energia elétrica se dá da seguinte forma.

As obras de melhoramentos em circuitos primários e secundários são parte integrante do plano 8, posição de investimento 8.5 da COELBA que em seu âmbito comporta obras a serem feitas pelos seguintes motivos:

- Queda de tensão superior a 9%;
- Carregamento excessivo de transformadores de distribuição;
- Indicadores de continuidade (DEC e FEC) superiores aos valores regulamentares;
- Fim de vida útil de equipamento;
- Troca de condutores e ramais de serviço por manutenção preventiva e (ou) corretiva.

A grande maioria das obras de melhoramentos tem origem em projetos para resolver problemas de elevada queda de tensão, normalmente em função de reclamações feitas por consumidores.

A priorização destas obras é feita com base em critério e sensibilidades pessoais dos engenheiros do setor, buscando dar mais importâncias a obras de menor custo e maior retorno, na expectativa de maximizar o uso do recurso disponível. Este procedimento não leva a uma tomada de decisão de forma racional, já que não são levados em consideração os diversos fatores que podem ser conhecidos.

IV.A METODOLOGIA

A metodologia proposta prevê duas grandes etapas a simulação dos fluxos de potência dos circuitos da rede secundária e a priorização dos diversos melhoramentos nas redes secundaria com a liberação das verbas. A seguir serão detalhadas cada uma destas etapas.

A figura 1 apresenta um resumo da metodologia utilizada.

A.Simulação a operação da rede Secundária

A primeira parte da metodologia visa simular a operação da rede secundária.

Nesta parte da metodologia são analisados os aspectos relacionados com o fluxo de potência da rede secundária.

Utilizando o software será desenhada e detalhada a rede objeto do melhoramento. Neste desenho deverá conter:

- Dados do transformador – Potência nominal; perdas no cobre e no ferro; queda de tensão percentual.
- Dados dos consumidores – Faturamento dos consumidores nos últimos três meses; tipo do consumidor (residencial., industrial., comercial.); Poste e número de fases em que o consumidor esta ligado.
- Dados de trecho – Deve conter: tipo do condutor; distância do trecho.

Para cada rede, será carregada no software a medição do transformador (corrente, tensão e fator de potência) e as características dos consumidores ligados em cada poste.

O programa sorteará uma curva de carga para cada consumidor. Esse sorteio obedecerá ao tipo do consumidor e a probabilidade do consumidor ter o perfil de demanda apresentado na curva, respeitando o mercado da COELBA.

De posse da curva de carga em pu e do consumo médio mensal de cada consumidor, obtém-se a curva de carga inicial de cada consumidor da rede.

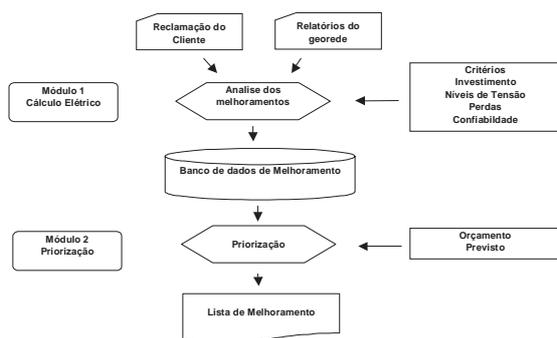



FIGURA 1 – Fluxograma geral do programa priorização

Utilizando a curva inicial de cada consumidor, calcula-se um fluxo de potência da rede e verifica-se se a soma das potências dos consumidores e das perdas na rede correspondem ao valor medido no transformador. Ajustam-se as curvas de carga até que os valores convirjam com um erro de 0,1%. As curvas de carga obtidas para os consumidores após a convergência serão consideradas como as curvas de carga dos consumidores.

Utilizando estas curvas é gerado um fluxo de potência por fase da rede secundária analisada. Neste momento determina-se:

- A queda de tensão em cada fase e cada trecho da rede; estes valores são subtraídos da tensão medida no secundário do transformador, de maneira que temos o nível de tensão por fase e por trecho em cada poste da rede para cada intervalo da medição.
- As perdas técnicas em cada trecho entre dois postes da rede, por fase para cada intervalo da medição.
- As perdas técnicas nos outros elementos da rede secundária (transformador, ramais de ligação e medidores).
- O carregamento em cada fase de cada trecho da rede, para cada intervalo da medição.

Estes dados são utilizados para mensurar o custo estimado de manter esta rede operando sem o melhoramento, ao longo do ano. Este custo é determinado por:

Custo da energia não distribuída + custo de perdas técnicas + custo do desvio de tensão + custo de perda de vida útil.

Além disso, são apresentadas uma série de sugestões para realização do melhoramento da rede de distribuição, em função dos resultados encontrados na simulação elétrica do sistema. Por exemplo, se o fluxo de potência indica que o carregamento dos condutores foi extrapolado em algum trecho da rede, o software sugere a troca de condutores.

A rede original é então copiada para uma tela de alterações. A nova rede mantém, em cada poste, os consumidores com as curvas de carga obtidas após a convergência. Na área de alterações é possível alterar a rede original dividindo-a em outras redes, relocando ou mudando o transformador, recondutorando a rede toda ou parte da rede. Enfim é possível simular as várias sugestões para o melhoramento, além de outras que o projetista julgue pertinentes.

Depois de definidas as novas configurações da(s) rede(s), o programa roda novo fluxo de carga para calcular perdas, níveis de tensão e carregamento dos condutores na(s) nova(s) rede(s).

Deste(s) novos cálculos sairão os resultados do novo custos de perdas, desvios de tensão, energia não distribuída, perda de vida útil de equipamentos, etc. A rede original e suas redes derivadas são então um projeto de melhoramento. Os custos das redes derivadas serão subtraídos dos custos da rede original e este valor significará o custo evitado com a realização do melhoramento.

B. Cálculo dos Custos Envolvidos

A segunda parte da metodologia desenvolvida tem a finalidade de priorizar um conjunto de obras de melhoramentos de redes secundarias solicitadas, a partir de reclamações ou medições realizadas pelas áreas operacionais da empresa. Para colocar em prática esta priorização, ou seja, escolher para cada problema individual, qual a melhor solução entre as diversas alternativas possíveis, o Setor Elétrico

tem utilizado a função Custo Global do Serviço - CGS, que inclui todos os custos envolvidos, expressos em unidades monetárias:

- CGS = Custo da Concessionária + Custo do Consumidor
- CGS = [CINV + CPER + COM] + [CEND + CDT + CQE] , sendo:

- Custo da Concessionária:
- CINV - custo do investimento
- CPER - custo das perdas
- COM - custo de operação e manutenção

- Custo do Consumidor (imperfeições de serviço):

- CEND - custo da energia não distribuída (interrupções)
- CDT - custo do desvio de tensão
- CQE - custo da qualidade de energia (outras imperfeições do serviço, como flicker, harmônicas, afundamentos súbitos de tensão, etc).

O custo do investimento, corresponde das reformas previstas no projeto de rede secundária realizado por técnico da Coelba ou por ela terceirizado. As simulações realizadas no software são fundamentais, pois indicam a necessidade de troca e/ou adição de condutores, troca e/ou adição de transformadores, etc. No entanto, a parte física da rede como troca de postes ou levantamento dos custos de construção devem ser realizados conforme rotina já estabelecida na COELBA.

Quanto ao custo das perdas, a metodologia desenvolvida fundamenta-se no cálculo das perdas em redes secundárias típicas, compostas de transformador de distribuição Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro e perdas no cobre. As perdas no ferro dependem da tensão aplicada sobre as bobinas e do projeto das mesmas. São consideradas constantes para cada tipo de transformador, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais, circuitos de baixa tensão, ramais de entrada e medidores de energia.

A parcela relativa ao custo de operação e manutenção do sistema elementar de distribuição, para efeito da priorização dos projetos de investimento em obras de melhoramento proposta nesta metodologia será reduzida a um valor que busca refletir a perda de vida útil do transformador de distribuição devido ao seu carregamento. Os demais itens componentes desses custos foram considerados similares, antes e depois da execução da obra, por força da padronização de procedimentos impostas e adotadas pela Concessionária.

Quanto ao custo da energia não distribuída (interrupções), A Aneel através da resolução 024/2000, ampliou e consolidou as disposições à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras encontradas na portaria 046/78 do DNAEE. O nível de confiabilidade do sistema de distribuição será medido pelos seguintes índices: o DEC; o FEC; o DIC; o FIC; e o DMIC que é duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

A partir de janeiro de 2003 as metas de DIC, FIC e DMIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas abaixo, de acordo com as metas anuais definidas entre a ANEEL e as concessionárias para cada conjunto de unidades consumidoras. Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores, serão aplicadas penalidades, que no caso de violação de um único consumidor deve ser calculada levando-se em consideração a variação entre o valor ocorrido e o valor especificado em norma do índice de confiabilidade multiplicado pelo valor médio das últimas três contas.

O custo do desvio de tensão está previsto na resolução 505/2001, que estabeleceu e consolidou as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Segundo esta resolução, a tensão de atendimento ao consumidor conectado nos níveis de tensão secundária da COELBA, deve ser classificada segundo a tabela a seguir:

TABELA 1
Limites dos Níveis de Tensão

Classificação de tensão de Atendimento	Faixa de variação da relaçãoTensão lida / Tensão contratada
Adequada	0,95 TC < TL < 1,05 TC
Precária	0,93 TC < TL < 0,95 TC
Crítica	TL < 0,93 TC ou TL > 1,05 TC

A fim de apurar a qualidade da energia elétrica fornecida foi estabelecido indicadores:duração relativa da transgressão da tensão precária – DRP; duração relativa da transgressão da tensão crítica – DRC. A Resolução 505/2001 define os valores a serem pagos pelo não atendimento aos indicadores de qualidade de tensão como segue:

Na ausência de instrumento regulatório que estabeleça, neste momento, penalidade a ser aplicada à concessionária e revertida em benefício consumidor, como compensação pelo não cumprimento dos indicadores de qualidade, o custo da qualidade de energia não é calculado.

C. Priorização um conjunto de obras de melhoramentos de redes secundárias

O método proposto ordena um conjunto de obras cujos projetos encontram-se em ponto de ser encaminhados à execução, considerando-se que as etapas do planejamento relativas ao diagnóstico do sistema de distribuição. Nesta etapa, as obras com indicativo para execução foram analisadas, incluindo-se medição de tensão e carregamento no transformador e nos pontos críticos do sistema secundário de distribuição.

Considera-se que o projeto foi feito com levantamen-

to de campo incluindo a análise de alternativas adequadas e viáveis para solução dos problemas detectados. Dispõe-se do valor do investimento, custos dos indicadores de continuidade de fornecimento e de padrões de tensão, custo da operação e manutenção além dos valores de perdas referente ao projeto.

Calcula-se , então os valores de rentabilidade do projeto de melhoramento através do valor atual:

$$RETORNO = (C_{PP} + C_{FIS} + C_{OM} + C_{AND} + C_{DT})_{ANUAL} * \frac{(1+j)^{N} - 1}{(1+j)^{N} * j} \quad (1)$$

A partir do investimento e retorno de cada projeto inicia-se a priorização dos empreendimentos.

D. Algoritmo Branch-and-Bound

O problema de priorização de investimentos é na verdade um problema de otimização. A idéia é maximizar a função de retorno dos investimentos conforme notação abaixo:

$R_1 * x_1 + R_2 * x_2 + \ldots + R_n * x_n$ ou ainda,

$$\sum_{j=1}^{n} R_j * x_j \qquad (2)$$

sujeito as seguintes restrições:

$$x_j = 1 \quad ou \quad 0$$

para cada j (sim ou não para um projeto)

$$\sum C_{INV(j)} \leq Orçamento$$

(capital reservado para melhoramentos)
onde

R_j

Retorno do investimento realizado na rede secundária

x_j

Representa a participação ou não na priorização

$C_{inv(j)}$

Representa o investimento necessário na rede secundria

Orçamento

Valor destinado aos melhoramentos em rede secundária

Este problema de otimização pode ser solucionado através do algoritmo de Branch-and-Bound que pode ser descrito como um problema de programação inteira binária. Por exemplo, supondo os projetos A, B, C e D. Cada qual com seu custo de investimento e retorno estabelecidos na tabela a seguir:

TABELA 2
EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO BRANCH-AND-BOUND

	A	B	C	D
Investimento	15	13	20	12
Retorno	17	8	12	6

A figura 2 a seguir demonstra todas as possibilidades de investimentos possíveis, levando-se em consideração um orçamento máximo de $40.

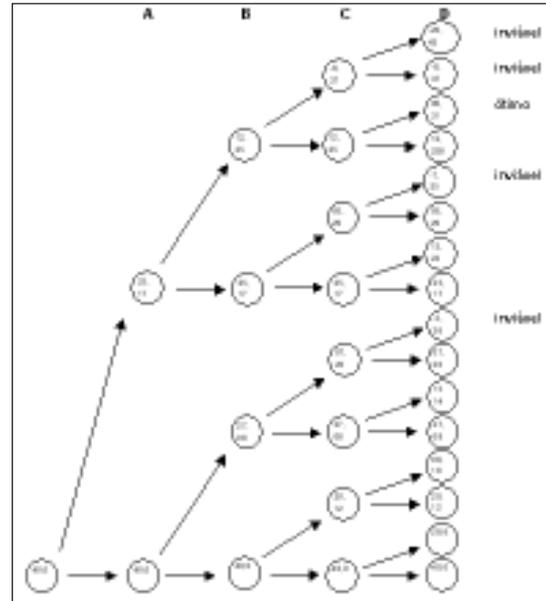



FIGURA 2 – Possíveis soluções - Método Branch-and-Bound

Pode-se observar na árvore construída a partir dos investimentos possíveis, que alguns de seus ramos são intuitivamente de baixo retorno ou ultrapassarão o recurso disponível para investimentos. O objetivo da técnica Branch-and-Bound é reduzir a análise aos ramos possíveis de alcançar o máximo da função objetivo analisada.

A principal restrição ao uso da técnica de Branch-and-Bound e o grande tempo de computação requerido. Quando se acrescenta mais um projeto, o tempo de processamento teoricamente dobra. Assim, a medida que o número de projetos cresce, o tempo necessário ao processamento aumenta, conforme figura 3.

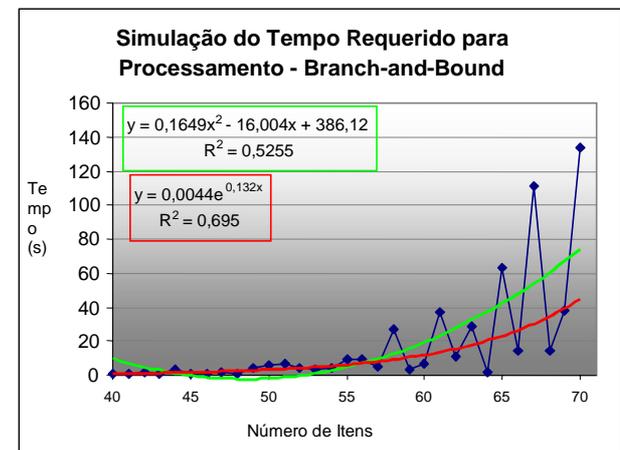



FIGURA 3 – Tempo de processamento requerido

Na utilização do programa na Coelba, a tendência é que o número de melhoramentos exceda aos 1.000 projetos levando a um tempo extremamente elevado de processamento. Assim, surge a necessidade de utilizar outra técnica de otimização. Neste caso foi escolhida a técnica de computação evolutiva de algoritmos genéticos.

E. Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos são métodos de otimização mais conhecidos da computação evolutiva. Esses algoritmos simulam a evolução da população de seres vivos, onde seus genes mais aptos possuem maior probabilidade de aparecer nas gerações posteriores. Pela semelhança com a teoria da seleção natural de Darwin boa parte de sua terminologia é utilizada em algoritmos genéticos .

No caso estudado, a otimização através de algoritmos genéticos pretende achar o ponto máximo da nossa função objetivo, que é achar o conjunto de melhoramentos que possuam o maior retorno para um capital.

Resumidamente, os passos de um algoritmo genético pode ser descrito conforme o fluxograma da figura 4 a seguir:

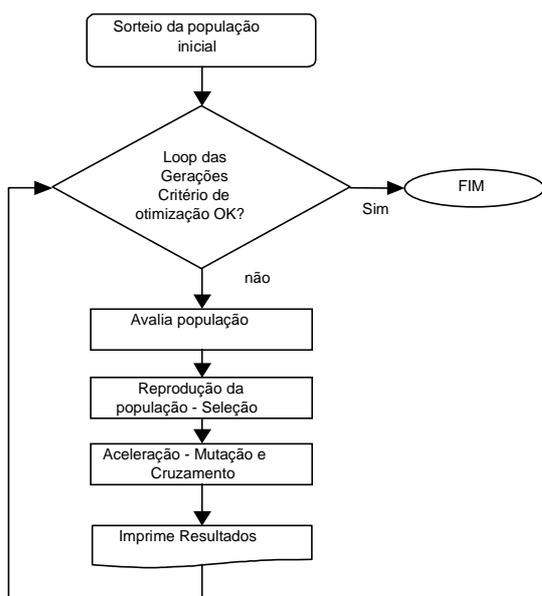



FIGURA 4– Fluxograma de algorítimo genético.

Assim, o primeiro passo de um algoritmo genético é determinar uma população inicial de forma aleatória, de forma que esta represente uma possível solução do problema a ser otimizado. A partir dessa geração inicial, o algoritmo deverá testar diversas combinações de indivíduos dessa população. Estes testes não são aleatórios, mas dirigidos em função do objetivo da função a ser otimizada. Entre as formas de seleção tem-se: ordenamento linear; seleção por torneio; amostragem estocástica. Em geral os indivíduos mais aptos passarão para geração futuras e os menos aptos serão descartados. Alguns operadores, como mutação e cruzamento, são utilizados com duas finalidades: a primeira é a de acelerar o resultado diminuindo o tempo necessário a descoberta do ponto ótimo da função; o segundo é de tentar assegurar uma solução mais próxima do ótimo possível.

Pelas características de robustez e facilidade de implementação os algoritmos genéticos vem substituindo algumas técnicas de otimização utilizadas até hoje.

Algumas comparações podem ser realizadas entre o Branch-and-Bound e Algoritmos Genéticos. Enquanto o método de Branch-and-baund nos leva diretamente a solução ótima, não existem garantias de achar a solução ótima com a utilização de Algoritmos Genéticos. Para achar o ótimo em Algoritmos genéticos deveria–se teoricamente rodar indefinidamente o programa, assim assume-se que sua solução é aproximada.

Por outro lado, a resolução de problemas com muitas combinações através do Branch-and-bound torna-se impeditiva devido ao tempo de computação necessário. A resolução através de arvores determina que a introdução de mais uma combinação leva, teoricamente, a duplicação do tempo para obtenção dos resultados.

No programa de priorização foram colocados os dois métodos de otimização de forma ao operador poder comparar os resultados e/ou limitar o tempo de processamento.

V. REFERÊNCIAS

[1] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresenta Leis Resoluções e outras informações . Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: jan 2002.

[2] ARANGO, H.; GOUVEA, M.R.; KAGAN, N. e VALENTE, A., Análise de incertezas no planejamento agregado de sistemas elétricos de distribuição.

[3] ARANGO, H.; GOUVEA, M.R.; e VALENTE, A., Planejamento de investimentos em sistemas de distribuição.CED 005/PLAN 002.

[4] BITTENCOURT, Guilherme. Computação Evolutiva, acesso via URL em 20 de novembro de 2002. http://www.gbclcmi.ufsc.br.

[5] CODI. Metodologia de Cálculo de Carregamento de Transformadores de Distribuição. Relatório- 3.2.19.24.0, 1995.

[6] COELHO, V. L. P. A Regulação como Instrumento de Fomento Tecnológico. In: I Congresso Brasileiro de regulação de serviços Públicos Concedidos, 2000, Salvador. Anais... Salvador (CD-ROM)

[7] JOHNSON, Bruce Baner; SAES, Flávio azevedo Marques; TEIXEIRA Hélio Janney; WRIGHT, James Terence Coulter. Serviços Públicos no Brasil – Mudanças e Perspectivas, Concessão, Regulamentação, Privatização e Melhoria da Gestão Pública. Editora Edgard Blucher Ltda. São Paulo 1996.

[8] KAGAN, N. Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma modelagem por programação dinâmica. 1988. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

[9] KAUHANIEMI, K. , 1990, Decision Making Under Uncertainty in the Electricity Distribution System Planning. 1o Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Distribuição de Energia.

[10] GA + Branch and Bound, acesso via URL em 18 de novembro de 2002. http://www.ceonet.des.napier.ac.uk/resources/flying_circus/tutorials.

[11] GALVÃO , Carlos de Oliveira e VALENÇA, M.I.S., Sistemas Inteligentes – Aplicação a Recuros Hídricos e Ciências Ambientais. Ed. Universidade, Rio Grande do Sul, 1999.

[12] GALVÃO, L.C.R.; REIS, L.B. e UDAETA, M.E.M, Introdução a aplicação do planejamento integrado de recursos – PIR (orientado ao desenvolvimento sustentado) numa área rural. GEPEA – POLI – USP, 1997.

[13] GHIRARDI, A G. A presença da agência reguladora estadual e a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. In: I Congresso Brasileiro de regulação de serviços Públicos Concedidos, 2000, Salvador. Anais... Salvador (CD-ROM)

[14] GOUVEIA, M.R. Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1993. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

Registrador de Qualidade de Tensão com Leitura Remota

L. Marques, E. Araújo - ENAUTEC; J. A. S. Brito - COELBA

RESUMO

Este artigo descreve o Registrador de Qualidade de Tensão com Leitura Remota - RQT, protótipo que foi desenvolvido para monitorar remotamente valores eficazes de tensão da rede secundária além de registrar violações de faixas de valores, máximos e mínimos de sobretensão e subtensão, com respectivos horários de ocorrência e duração em ciclos. Essas informações serão úteis para verificar, além da adequação dos níveis de tensão às exigências da ANEEL, a coerência das reclamações de danos elétricos por parte do consumidor. São descritos os aspectos físicos, de projeto e funcionalidade, bem como os resultados alcançados com o protótipo em testes de laboratório e de campo.

PALAVRAS-CHAVE

Celular; Comunicação; Qualidade de Energia; Internet; Telemetria; Tensão.

I . INTRODUÇÃO

A COELBA vem se empenhando em melhorar a qualidade do serviço prestado aos seus clientes. Como parte desse empenho é que se apresenta o RQT, um equipamento capaz de monitorar, registrar e avaliar, remotamente, a qualidade da malha elétrica secundária.

Propõe-se neste trabalho o desenvolvimento do protótipo de um registrador trifásico de qualidade de tensão, de baixo custo, para monitoração do valor eficaz da tensão secundária de fornecimento em sistemas elétricos de distribuição, com leitura baseada em internet, telefonia celular ou sinal de rádio freqüência local. Além dos registros de violação de tensão, o equipamento fornece o nível máximo de sobretensão, o nível mínimo de subtensão e os instantes de sua ocorrência. Essas informações são úteis para verificar, além da adequação dos níveis de tensão às exigências da ANEEL, a coerência das reclamações de danos elétricos por parte do consumidor quando da ocorrência de defeitos sustentados (60 Hz) no sistema de distribuição, conforme descrito no documento técnico ABRADEE 02.33. [6].

O Registrador de Qualidade de Tensão com Leitura Remota RQ-10 da ENAUTEC é um equipamento especificamente projetado para registrar afundamento e elevação de tensão em sistemas trifásicos com as seguintes características:

1. Obter leitura remota das tensões registradas através de telefonia celular, dispensando a necessidade de visitas ao local e interligação de cabos, reduzindo o índice de falhas operacionais e os custos do serviço;
2. Permitir a leitura e configuração do equipamento através de “Web Browsers”, que são interfaces visuais independentes da plataforma;
3. Obter opcionalmente leitura remota das tensões registradas através de enlace local de RF com alcance de poucos metros. Esta opção é particularmente útil para os casos nos quais não seja possível uma cobertura adequada por parte do sistema de telefonia celular. De dentro do veículo automotivo, as equipes de campo podem fazer tanto o “download” dos dados quanto a configuração do equipamento. Dessa forma, dispensa-se a necessidade de escadas e de interligação de cabos;
4. Permitir supervisão periódica, devido ao acesso remoto, quanto ao seu correto funcionamento e instalação;
5. Dispensar a utilização de teclado e display no registrador, reduzindo custos, uma vez que o equipamento pode ser configurado via computador remoto ou computador portátil local;
6. Permitir que novas definições da ANEEL e da própria concessionária sejam atualizadas com facilidade através de reinstalação remota de firmware (*upgrade*);
7. Permitir que demandas computacionais intensivas possam ser configuradas para execução tipo “client-side” de forma que não seja necessário um processador poderoso no registrador (“server-side”).

II. CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS BÁSICAS

De acordo com a resolução 505 ANEEL de 26/11/2001 é possível distinguir várias etapas que devem ser cumpridas para avaliar a qualidade da energia:

1. Obter amostras instantâneas da tensão de cada fase com taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo de 60Hz e uma resolução de 12 bits nas amostras;
2. Calcular o valor RMS da tensão de cada fase utilizando taxa de amostragem de 64 amostras por ciclo de 60Hz;
3. Para fins do cálculo de indicadores, utilizar janelas fixas e consecutivas de 12 a 15 ciclos de 60Hz para caracterizar uma leitura;
4. Armazenar a leitura do item anterior com o referido horário, o que caracteriza a tabela de tensão;
5. Os indicadores individuais e o histograma de tensão podem ser calculados off-line utilizando os dados da tabela de tensão.

Para o desenvolvimento do sistema proposto, foi definida a especificação funcional do registrador. Implementou-se o circuito básico de aquisição de tensão e armazenamento dos dados (figura 1).

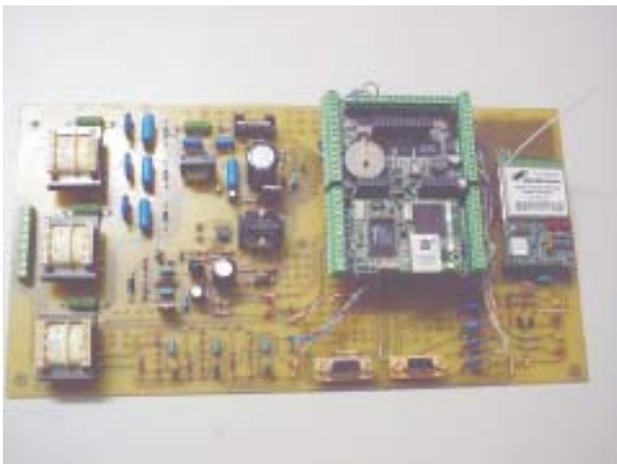



FIGURA 1 – Circuito básico

Neste protótipo foram implementadas as funções fundamentais do equipamento: leitura de tensão RMS nas três fases, registro das transgressões de tensão e configuração do equipamento.

Com o protótipo testado nas suas funcionalidades básicas, foi implementado o protocolo TCP/IP para comunicação via rede Ethernet, utilizando o serviço TELNET.

Em seguida foi implementada uma versão que utilizava a porta serial RS232 para acesso utilizando emulador de terminal desenvolvido para microcomputador tipo PC.

A conexão local (RS232) também serviu de base para o desenvolvimento do protocolo PPP embutido no microcontrolador para conexão dial-up com a concessionária.

Acoplou-se um módulo de rádio-modem à porta serial do microcontrolador, permitindo-se o acesso à distância de até 100 metros, sem fio.

Novas funções de aquisição e registro foram implementadas requerendo uma interface mais sofisticada no PC para configuração e acesso dos dados no registrador. Desenvolveu-se um aplicativo na linguagem Delphi (figura 2) onde essas novas funções tornaram-se acessíveis além de uma interface gráfica para visualização dos dados.

FIGURA 2 – Aplicativo Delphi

O protótipo foi acondicionado em um gabinete com proteção IP 67(figura 3), acoplado a um suporte para fixação em poste via cintas metálicas. Incorporou-se um sensor de temperatura ao sistema de aquisição do registrador de forma a fazer um acompanhamento remoto da temperatura interna do protótipo instalado no poste.

FIGURA 3 – Protótipo montado no gabinete

Uma vez testada a conexão local via modem de RF, incorporou-se um equipamento celular com tecnologia CDMA configurado para transmissão de dados via cabo de comunicação com porta RS232.

O RQT foi projetado para registrar transgressões que ocorrem nas tensões na rede elétrica. O registro destes eventos possibilita o cálculo off-line dos diversos indicadores de qualidade exigidos pela ANEEL ou pela concessionária. Para este propósito, são definidas cinco faixas de tensão de operação. A cada aquisição a tensão lida é comparada com os limites das cinco faixas e o contador da faixa adequada é incrementado. Além dos contadores das faixas, a tensão lida é comparada com os limiares de máximo e mínimo da sobretensão.

Para verificar se a tensão da rede está dentro das faixas de operação, é necessário calcular a tensão rms a partir de amostras no conversor analógico-digital. O conversor utilizado é de 12 bits no modo de conversão bipolar. Para o cálculo desta tensão se utiliza uma taxa de aquisição ou amostragem de N amostras por ciclo de 60 Hz, e uma janela de medição de C ciclos. Isto indica que são necessárias $C \times N$ amostras da tensão $T_j^{ADC}(i)$ lidas diretamente do conversor analógico-digital, sendo $j = 1,2,3$ a fase e $i = 1,\ldots,N \times C$ a amostra. Em forma matemática [7] a magnitude da tensão rms de cada fase j é obtida como:

$$T_j^{RMS} = \sqrt{\frac{1}{C \times N} \sum_{i=1}^{i=C\times N} \left(T_j^{ADC}(i)\right)^2} \quad (1)$$

A expressão (1) acima incorpora todos os harmônicos até o de ordem $(N/2-1)$. Para o caso de 64 amostras por ciclo de 60Hz, a fórmula acima é capaz de calcular o valor RMS verdadeiro, incorporando até o trigésimo primeiro harmônico.

A figura 4 mostra o esquema de conexão do Registrador de Qualidade de Tensão (RQT) à rede. Nesse esquema pode-se perceber que há duas conexões para cada fase: Fase A, 1 e 2; Fase B, 3 e 4; Fase C, 5 e 6. Uma conexão da fase serve como sinal a ser monitorado enquanto a outra é utilizada para alimentar o RQT. No uso normal, as duas entradas são interligadas externamente e com isso o mesmo sinal que é monitorado serve de alimentação ao RQT. Durante o ajuste em laboratório, o RQT precisa ser alimentado por uma fonte independente. Isso ocorre pois o sinal de referência a ser monitorado não possui potência suficiente para alimentar o circuito interno do equipamento.

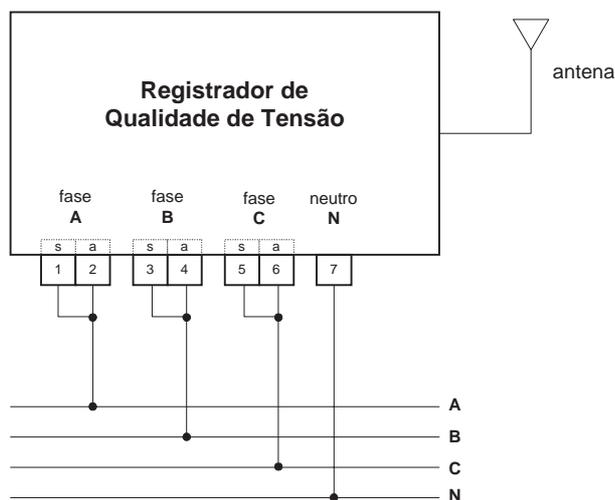



Figura 4 - RQT conectado à rede

III. RESULTADOS

O protótipo obtido ao final do projeto possui as seguintes características:

a) Monitora a tensão nas três fases e registra as transgressões de tensão;

b) Registra as seguintes faixas de ocorrências de tensão: adequada, precária inferior, precária superior, crítica inferior, crítica superior. O registro ocorre separadamente para cada fase, podendo cada uma ser habilitada ou desabilitada;

c) Calcula a tensão rms de cada fase a cada janela de 15 ciclos de 60 Hz;

d) Registra a tensão máxima, média e mínima a cada intervalo de 10 minutos;

e) Registra afundamentos e elevações de tensão em duas classes: momentânea (0 a 3 s) e temporária (3 a 60 s);

f) Registra a distribuição das ocorrências de tensão com 40 intervalos entre 0,80 pu e 1,20 pu;

g) Após calibrado, apresentou precisão de 0,5% ao longo da faixa útil de medição;

h) A faixa de operação confiável do protótipo foi de 65 a 285 volts rms (fase-neutro);

i) A velocidade de comunicação pela porta RS232 foi ajustada para 9600bps. Essa velocidade de comunicação permitiu a transferência do arquivo em memória de massa em 31s sem erros através do rádio modem;

J) Dispensa o uso de teclado e display devido às diversas formas de conectividade;

k) Possui interfaces de comunicação tipo serial RS-232 e de rede Ethernet;

l) Possui modem sem fio, conectado na interface serial RS-232, para enlace local com computador remoto;

m) Permite a execução dos serviços de rede (com protocolo TCP/IP) de dois tipos: servidor HTTP e TELNET;

n) Possui servidor de web HTTP embutido no microcontrolador do registrador de qualidade, com Home-page residente no medidor que disponibiliza, conforme login e senha, os dados para consumidor e concessionária;

o) Permite a leitura em tempo-real e configuração do registrador através de vários tipos de conexão: conexão local RS232, conexão local via modem sem fio, conexão remota via TELNET e conexão remota via "Web Browsers";

p) Permite supervisão periódica, via acesso remoto, quanto ao seu correto funcionamento e instalação;

q) Permite a comunicação via Celular Digital CDMA via sistema CSD (Circuit Switched Data).

IV. CONCLUSÕES

O projeto demonstrou a viabilidade de desenvolvimento de um Registrador de Qualidade de Tensão com Leitura Remota. É necessário porém, tornar o produto a ser desenvolvido economicamente viável, e para isso será preciso continuar os esforços para que se possa baixar a plataforma do hardware para um microcontrolador competitivo em termos financeiros.

Os estudos que foram realizados permitiram que novas tecnologias fossem absorvidas, principalmente no que se refere a comunicação remota utilizando aparelho celular.

V. BIBLIOGRAFIA

PERIÓDICOS:

[1] The IP-meter, design concept and example implementation of an Internet enabled power line quality meter - *Delsing, J.; Hyyppa, K.; Isaksson, T.* - Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2000, IMTC 2000, Proceedings of the 17th IEEE On page(s): 657 - 660 vol.2 1-4 May 2000 2000 Volume: 2;

[2] A Study of Network-based Data Acquisition System - By Y. Yasu, H. Fujii, E. Inoue, H. Kodama (KEK, Tsukuba) and Y. Sakamoto (Yamagata U.). KEK-PREPRINT-97-6, April 1997. 4pp. Talk at CHEP'97, the International Conference on Computing in High Energy Physics, Berlin, Germany, 7-11 April 1997;

[3] Web-based Power Quality Monitoring & Reporting Service – Electrotek Concepts - http://www.electrotek.com/pqmon/monserv.htm ;

[4] A client-server architecture for distributed measurement systems - *Bertocco, M.; Ferraris, F.; Offelli, C.; Parvis, M.* – Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on - page(s): 1143 - 1148 18-21 May 1998 Oct. 1998 Volume: 47 Issue:5;

[5] Distributed measurement and control based on the IEEE 1451 smart transducer interface standards - *Lee, K.B.; Schneeman, R.D.* Editor(s): Piuri, V., Savino, M. - Instrumentation and Measurement Technology Conference, 1999. IMTC/99. Proceedings of the 16th IEEE;

[6] DOC. TÉCNICO ABRADEE 02.33, Análise de Perdas e Danos Materiais a Terceiros 11/04/2000.

LIVROS:

[7] Kenney, J. F. and Keeping, E. S. "Root Mean Square." §4.15 in *Mathematics of Statistics, Pt. 1, 3rd ed.* Princeton, NJ: Van Nostrand, pp. 59-60, 1962.

[8] Williams, T.; "EMC for Product Designers", 2nd ed., Butterworth-Heinemann, ISBN 0-7506-2466-3.

NORMAS:

[9] *ANEEL Resolução Nº 505 de 26 de Novembro de 2001.*

Revitalização de Circuitos de Distribuição

J.A.Cipoli, B.E.M.Ferreira, M.A.de Marco, L.P.Pasqua, C.E.Persinotti

RESUMO

Este documento apresenta os resultados obtidos no 1º. Ciclo do projeto de P&D CMS / MACKENZIE - "Desenvolvimento de Software, Métodos, Processos e Tecnologias para a Redução do FEC e do DEC".

Este projeto busca desenvolver uma ferramenta para o gerenciamento da manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os índices de qualidade e de confiabilidade necessários ao atendimento do mercado e também a satisfação e fidelização do cliente.

Esta ferramenta contempla as fases de planejamento, organização, coordenação, desenvolvimento de ferramentas e equipamentos, controle e avaliação dos serviços de manutenção, levando em consideração os aspectos técnicos, econômicos e de mercado.

Para cada tipo de atividade são estabelecidos procedimentos específicos visando assegurar a objetividade e efetividade das ações desenvolvidas visando a redução do FEC e do DEC.

É importante destacar, que o projeto "Desenvolvimento de Software, Métodos, Processos e Tecnologias para a Redução do FEC e do DEC", enfoca prioritariamente a redução do FEC, pois com o aprimoramento da manutenção e dos materiais e equipamentos, o número de ocorrências no sistema elétrico será reduzido sensivelmente, reduzindo diretamente o FEC. Como conseqüência o DEC também será reduzido e ainda ocorrerá uma diminuição na quantidade de solicitações de ressarcimento de danos em equipamentos elétricos de consumidores.

PALAVRAS CHAVE

DEC, Desempenho, Distribuição, FEC, Qualidade.

I. INTRODUÇÃO

Este informe foi preparado a partir dos estudos e das pesquisas desenvolvidas no Projeto de P&D "Desenvolvimento de Software, Métodos, Processos e Tecnologias para a Redução do FEC e do DEC", que está sendo realizado pela Universidade Mackenzie para as empresas da CMS Energy.

O projeto de P&D tem por objetivo desenvolver uma ferramenta (metodologia e software) para o gerenciamento da manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os índices de qualidade e de confiabilidade necessários ao atendimento do mercado e também a satisfação e fidelização do cliente.

O desenvolvimento das pesquisas se fundamentaram em:

- Necessidade da busca por uma qualidade crescente do serviço prestado;
- Carência de estudos e pesquisas voltados à otimização da inspeção e da manutenção da distribuição;
- A manutenção eficaz leva a uma redução direta do FEC. Com a redução das falhas o DEC será conseqüentemente reduzido;
- Aumento da segurança das instalações e dos serviços realizados nas redes de distribuição;
- Redução dos custos de manutenção (e de operação) com o objetivo de aumentar a competitividade da empresa;
- Através dos registros eficazes da manutenção, efetuar a consolidação de informações que levem a melhoria da qualidade dos materiais e equipamentos da distribuição;
- Desenvolvimento de equipamentos para melhorar/facilitar a manutenção.

II. INFORMAÇÕES BÁSICAS NECESSÁRIAS PARA O ESTABELECIMENTO DAS AÇÕES

Para que um plano de ações possa ser eficiente é necessário que se disponha, no mínimo, das seguintes informações:

- Características do Sistema Elétrico : tensão; redes trifásicas e/ou monofásicas; tipos de dispositivos de proteção, de regulação e de compensação de reativos utilizados; filosofia de proteção adotada; etc..
- Relatórios detalhados das Ocorrências no Sistema Elétrico englobando : tempos envolvidos; tipo de ocorrência : acidental / programada; área afetada; dispositivos operados; manobras efetuadas; consumidores atingidos; material utilizado; causa da ocorrência; etc..
- Composição das equipes responsáveis pela Operação e Manutenção englobando : quantidade de eletricistas por tipo de equipe; veículo utilizado por cada tipo de equipe; adaptações no veículo visando facilitar a execução das tarefas; etc..
- Ferramental e Equipamentos disponíveis para a execução das tarefas de Operação e de Manutenção de rede.
- Tipos de serviço executados por cada tipo de equipe.

A partir dessas informações é possível se estabelecer um plano de ações bastante eficiente.

III. DETALHAMENTO DOS TIPOS DE AÇÕES

A - Análise De Ocorrências

A análise das ocorrências permite estabelecer, priorizar e direcionar as ações de forma que as mesmas sejam o mais eficiente possível.

J. A.Cipoli - engenheiro eletricista EPUSP/69, atualmente é professor e pesquisador da Universidade Mackenzie, cipoli@lexxa.com.br.

B.E.M.Ferreira - engenheiro eletricista FEB/75, atualmente é pesquisador da Universidade Mackenzie.

M.A.de Marco - engenheiro eletricista EFEI/75, atualmente é pesquisador da Universidade Mackenzie.

L.P.Pasqua - técnico eletricista ,atualmente é pesquisador da Universidade Mackenzie.

C.E.Persinotti - engenheiro eletricista, EFEI, atualmente é engenheiro do Planejamento e Manutenção da CMS.

Além do mais a análise sistemática desses dados possibilita acompanhar a evolução e as mudanças das características dos tipos de o]corrência permitindo uma modificação dinâmica e eficiente das ações prioritárias e seus reais efeitos na melhoria do processo, pois a realimentação do processo é dinâmica.

Para tanto tais análises englobam:

1 - Causas mais freqüentes

a) Na rede primária

b) Na rede secundária

É necessário que se efetuem levantamentos envolvendo as ocorrências observadas no período de análise visando determinar as causas de interrupções que ocorreram com maior freqüência e que afetam diretamente o FEC e também aquelas que responderam pelos maiores tempos de interrupção.

A partir destes dados é possível priorizar ações, tais como:

- Elaborar estudos de coordenação da proteção de um trecho de rede, de um alimentador ou até de uma subestação;
- Instalar espaçadores em redes secundárias que sofrem interferência de árvores;
- Elaborar estudos de flexibilidade operativa da rede primária visando promover a necessária separação das cargas com atendimento prioritário das demais quando da ocorrência de interrupções programadas ou não;

2 - Materiais e Equipamentos com maior índice de falhas

a) Na rede primária

b) Na rede secundária

Com a implantação, em todas as áreas da empresa, da metodologia de acompanhamento do desempenho de matérias e equipamentos e do Relatório de Irregularidades em Materiais e Equipamentos da Distribuição (RIME) é possível estabelecer se o problema de desempenho apresentado por determinado material e/ou equipamento é devido a defeito de fabricação ou se é devido a problemas de instalação e/ou manuseio.

A partir daí a solução a ser adotada para a eliminação/minimização destes tipos de ocorrência é rápida, objetiva e eficiente e, o mais importante é rapidamente estendido a toda a Empresa e os benefícios para o FEC e o DEC também se aplicam na mesma velocidade.

3 - Análise do desempenho das equipes de Operação e de Manutenção

a) Atendimentos na rede primária

b) Atendimentos na rede secundária

A análise do desempenho da equipe e da sua forma de atuação em cada tipo de ocorrência é importante ferramenta para a redução do DEC envolvido em uma ocorrência.

Porém, numa análise mais profunda podemos observar que o desempenho das citadas equipes é muito mais importante do que possa parecer a primeira vista, pois se as mesmas não atuarem de forma adequada no atendimento na regularização da rede envolvida ou não em uma ocorrência, seja ela primária ou secundária, ela potencializará um futuro ponto de defeito no sistema elétrico e que terá como conseqüência uma nova e desnecessária interrupção.

Logo, o desempenho das equipes pode se constituir num fator gerador de interrupções influindo diretamente no FEC e no DEC apurados para uma dada região ou alimentador ou transformador.

Portanto, o acompanhamento do desempenho das equipes de Operação e de Manutenção se constitui em importante ferramenta de controle de interrupções no sistema elétrico.

É muito importante notar que os problemas de desempenho da equipe são facilmente resolvidos com :

- Reciclagem / treinamento ou,
- Adoção de ferramental / equipamento adequado a tarefa,

E seus resultados positivos são observados imediatamente após sua efetivação e seus benefícios para o FEC e o DEC também.

4 - Taxa de falhas

a) Por km de rede primária e de secundária

b) Por tipo de equipamentos

O estabelecimento de taxas de falhas por quilometro para o caso de redes e por tipo para o caso de equipamentos se constitui em rápida, importante e objetiva ferramenta de supervisão e de direcionamento de ações de correção por parte dos responsáveis pela operação e pela manutenção de redes.

Ao se observar trechos de rede ou equipamentos que apresentem Taxa de Falha superior aos limites aceitáveis para cada caso em específico é possível direcionar, de imediato, equipe àquele trecho de rede ou equipamento para localizar e eliminar o ponto "fraco" do sistema recompondo-o.

5 - Determinação do DEC e do FEC

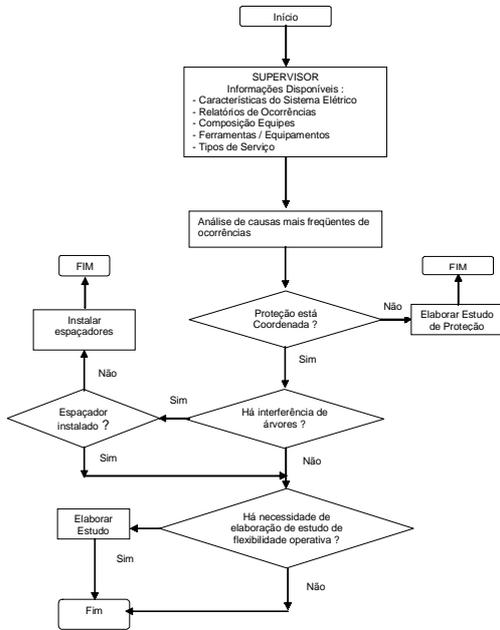
a) Na rede primária

b) Na rede secundária

A determinação e análise do DEC e do FEC de um alimentador, subestação, localidade ou mesmo Empresa se constitui em importante ferramenta para o direcionamento de ações de caráter macro, tais como :

- Em que região é necessário que concentremos esforços neste momento;
- Em que segmento do sistema elétrico os benefícios serão mais intensamente sentidos e os resultados beneficiarão mais significativamente o DEC e o FEC;

Os fluxogramas da figura 1 a seguir fornecem uma idéia das interligações entre ações ao se observar um problema de desempenho no sistema elétrico.

ANÁLISE DE CAUSAS MAIS FREQUENTES - REDES PRIMÁRIAS E SECUNDÁRIAS

ANÁLISE DOS MATERIAIS/EQUIPAMENTOS COM MAIOR ÍNDICE DE FALHAS

Início
SUPERVISOR
Informações Disponíveis :
- RIMED's emitidos
Análise dos RIMED's recebidos
É uma ocorrência isolada ?
Sim
FIM
Não
A falha é devida a defeito de fabricação ?
Sim
Fabricante acionado ?
Não
Acionar fabricante e suspender instalação
1
Problema já solucionado ?
Sim
Substituir unidades defeituosas
FIM
Não
Sim
1
Não
A falha é devida a problemas de instalação ou de manuseio ?
Não
Elaborar Estudos Específicos para definir a causado problema
Providências para regularização
Fim
Sim
Elaborar e efetuar o treinamento das equipes nas funções Técnicas de Instalação e de Manuseio
Fim

ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS EQUIPES DE OPERAÇÃO E DE MANUTENÇÃO

ANÁLISE DA TAXA DE FALHA POR KM DE REDE E POR TIPO DE EQUIPAMENTO

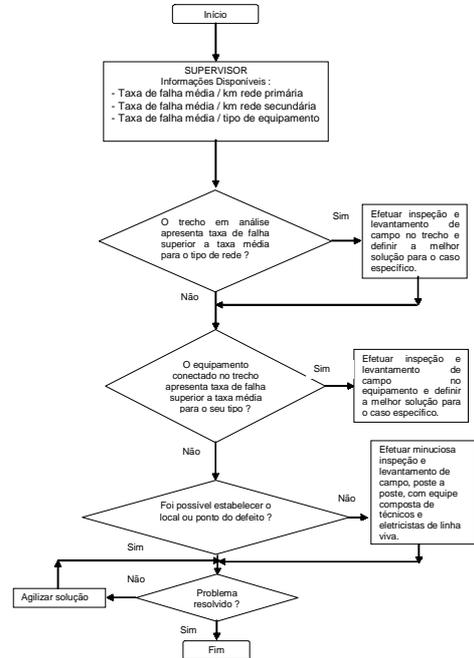



FIGURA 1. Fluxograma da análise de desempenho do sistema elétrico

IV. REVITALIZAÇÃO DE CIRCUITOS

A. Estratégia

A estratégia que foi empregada neste projeto passa pela apresentação imediata de ações para redução do FEC e DEC do sistema CMS Energy, que fazem parte as empresas CJE - Cia Jaguari de Eletricidade, CSPE - Cia Sul Paulista de Energia, CPEE - Cia Paulista de Energia Elétrica e CLFM - Cia Luz e Força de Mococa.

Ao conjunto de ações propostas para melhoria imediata do FEC e DEC, denominou-se "REVITALIZAÇÃO DE CIRCUITOS".

Esta técnica é empregada em um circuito prioritário da empresa, denominado "circuito piloto", que é escolhido em função de seus indicadores de qualidade e desempenho, características técnicas e importância. Uma vez escolhido o circuito piloto, são realizados detalhadamente todos os estudos e pesquisas necessários para a tomada de decisão e implantação do plano de ações. Os resultados alcançados no "circuito piloto", são então aplicados em toda a empresa.

B. Técnica De Revitalização De Circuitos

1 - Base de Dados do Circuito:

- Características do Sistema Elétrico
- Ocorrências do Sistema Elétrico
- Composição das equipes responsáveis pela Operação e a Manutenção
- Equipamentos disponíveis para execução das tarefas de Operação e de Manutenção.
- Serviços Executados

2 - Análise de Ocorrências Visando Priorização de Ações:

a) Determinação do DEC e do FEC
- Na rede primária
- Na rede secundária

b) Causas mais freqüentes
- Na rede primária
- Na rede secundária

c) Materiais e Equipamentos mais problemáticos
- Na rede primária
- Na rede secundária

d) Taxa de falhas
- Por km de rede primária e de secundária
- Por tipo de equipamentos

e) Análise do desempenho das equipes
- Atendimentos na rede primária
- Atendimentos na rede secundária

3 - Medição na Saída e em Pontos Estratégicos do Circuito para Consolidação de Informações:
- Tensão
- Corrente
- Fator de Potência
- Transformadores Sobrecarregados
- Transformadores Sub-carregados
- Circuitos secundários com Queda de Tensão acima de X %.

4 - Análise do Planejamento do Circuito e suas Interligações
- Visão do circuito nos próximos 5 anos
- Pontos de manobra : no próprio circuito e com circuitos adjacentes.

5 - Estudo de Proteção do Alimentador

6 - Ações na Rede Primária
- Critérios de inspeção.
- Instalação de chaves de proteção e de manobra.
- Plano de manobras para emergências.
- Instalação de chaves repetidoras.
- Trabalhos em redes energizadas.
- Métodos de manutenção de falhas mais freqüentes.
- Gerenciamento da manutenção do sistema de aterramento

7 - Ações na Rede Secundária
- Critérios para inspeção.
- Plano de manobras em emergência.
- Métodos de manutenção de falhas mais freqüentes.

8 - Valoração dos Recursos Aplicados Na Revitalização

V. CIRCUITO PILOTO NA CMS ENERGY

Após visita à área de manutenção da CJE - Companhia Jaguari de Eletricidade e análise estatística da base de dados de ocorrências na rede de distribuição da empresa, foi escolhido o circuito Alimentador 07 - Jaguariúna, para servir de piloto para detalhamento das pesquisas, utilizando a técnica de Revitalização de Circuitos.

Em novembro/2002 foi feita a primeira inspeção visual em alguns trechos do circuito que apresentavam ocorrências mais significativas para conhecimento das instalações e análise da situação.

A avaliação dos relatórios estatísticos do Alimentador 07 permitiu verificar, tanto na rede secundária como na rede primária, uma significativa influência da vegetação e de descargas atmosféricas no desempenho da rede. (figura 2)

A análise estatística estratificada indicou a área dos transformadores 522 e 523 e chave seccionadora 200 como as mais problemáticas.

Foi sugerida pelo Mackenzie, em função deste resultado, a instalação imediata de espaçadores de PVC naquela rede, que foi identificada como a área do condomínio Sta Helena.

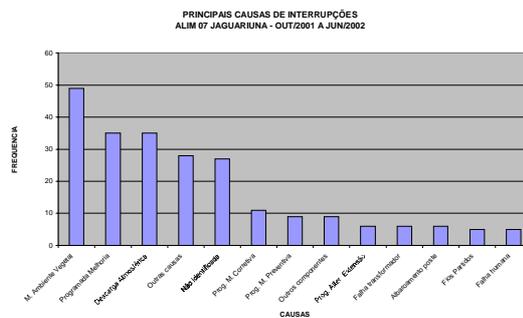



FIGURA 2. Causas de Interrupções no Alim 07

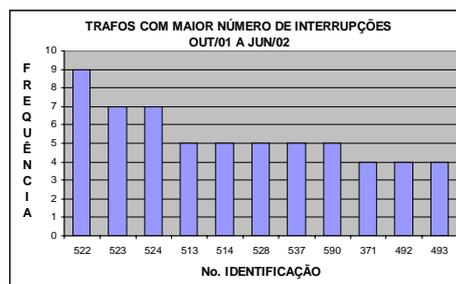



FIGURA 3. Número de Interrupções em trafos do Alim 07

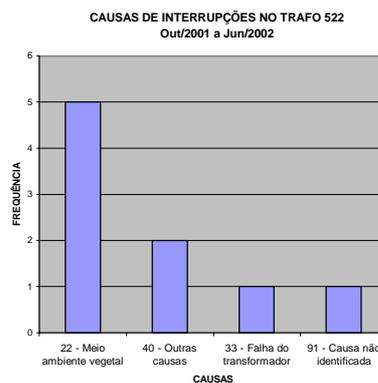



Figura 4. Causas de Interrupções no trafo 522 do Alim 07

FIGURA 5. Instalação de Espaçadores

A análise das interrupções ocorridas no alimentador 07 de Jaguariúna, verificadas em Janeiro de 2003, encaminhadas pela CMS, foram destacados os seguintes assuntos e sugestões:

- Troca de elo fusível - Sugere-se a substituição dos 3 elos quando da queima de qualquer deles;
- Tempos da ocorrência - Sugere-se a verificação e padronização de anotações de tempos de ações programadas e a necessidade de padronização de procedimentos de manutenção;
- Troca de tap de transformadores - Sugere-se verificar a padronização de procedimentos;
- Retorno de plantão ao mesmo local - Sugere-se analisar os procedimentos de manutenção ligados aos eventos deste tipo.

VI. RESULTADOS

Os resultados da utilização da técnica de REVITALIZAÇÃO DE CIRCUITOS, permitiram a implantação imediata nas empresas da CMS Energy, de várias ações de sucesso, com conseqüente redução do FEC e DEC, quais foram:

A. Utilização de Espaçadores de PVC

Os benefícios esperados com a utilização de espaçadores de PVC na rede de distribuição, são:

- Redução de interrupções na baixa tensão (melhoria do DEC e do FEC),
- Disponibilização das equipes de plantão para outras atividades,
- Redução da ocorrência de cabos partidos (aumento da segurança),
- Redução da queima de transformadores,
- Redução da queima de aparelhos dos consumidores (durante o curto ocorrem sobretensões nos consumidores)
- Redução na queima de elos fusíveis (a queima de um só elo provoca subtensões em alguns trechos da rede, podendo causar falhas nos equipamentos dos consumidores).

FiIGURA 6. Instalação de Espaçadores

B. Utilização de Chaves Fusíveis Religadoras

Os benefícios esperados com a utilização das chaves fusíveis religadoras (3 tiros) são :

- Redução de interrupções transitórias na média tensão (melhoria do DEC e do FEC),
- Disponibilização das equipes de plantão para outras atividades,
- Redução da queima de aparelhos dos consumidores (a queima de um só elo provoca subtensões em alguns trechos da rede, podendo causar falhas nos equipamentos dos consumidores).
- A instalação de religadores automáticos é sempre recomendada do ponto de vista técnico. Porém, em função do alto custo em certos locais a instalação de chaves fusíveis religadoras é uma alternativa viável.

FIGURA 7. Chave Fusível Religadora

C. Utilização de Loadbuster

O Loadbuster é um equipamento leve e portátil, usado para abertura em carga de chaves fusíveis, chaves seccionadoras unipolares tipos faca e chaves montadas em cabine blindada, desde que tenham o gancho de engate para a adaptação do Loadbuster.

A utilização deste equipamento evita a ocorrência de arcos na abertura de chaves em carga e suas conseqüências, e elimina a necessidade de "piscas" para manobras.

FIGURA 8. Equipamento Loadbuster

D. Treinamento em Técnicas de Serviço com a Rede Energizada

O estudo e pesquisa das ocorrências no sistema da CMS e a análise dos procedimentos e métodos de trabalho, identificou a necessidade de implantação de técnicas de serviço com a rede energizada.

Algumas das ações desenvolvidas foram:

- Instalação de Espaçadores de PVC Foram realizados treinamentos em todas as empresas da CMS.

- Substituição de postes da rede secundária O Mackenzie apresentou à CMS uma lista com 19 tipos de serviços em linha viva na rede de distribuição, para escolha e definição do tipo de treinamento a ser fornecido.

Em função do grau de dificuldade foi escolhido o serviço "troca de postes" e definido o treinamento em "Troca de postes em tangente utilizando poste novo no alinhamento do velho com rede secundária e primária".

E. Procedimentos de Controle de Desempenho de Materiais e Equipamentos

O estudo e pesquisa das ocorrências no sistema da CMS e a análise dos procedimentos e métodos de trabalho, identificou a necessidade de otimizar a metodologia de controle do desempenho de materiais e equipamentos, em função das informações recebidas do campo.

Com este objetivo foi implantado o relatório RIME - RELATÓRIO DE IRREGULARIDADES EM MATERIAIS E EQUIPAMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO, conforme descrito a seguir:

1 - FINALIDADE

O presente procedimento tem por objetivo sistematizar a obtenção de informações relativas ao desempenho insatisfatório de materiais e equipamentos de distribuição.

2 - ÂMBITO DE APLICAÇÃO

2.1 - Eletricistas
2.2 - Pessoal de Almoxarifado
2.3 - Empreiteiros
2.4 - Técnicos
2.5 - Engenheiros
2.6 - Departamento de Engenharia

3 - CONCEITOS BÁSICOS

3.1 - Relatório de Irregularidades em Materiais e Equipamentos de Distribuição (RIME) Formulário destinado a transmitir informações sobre o material ou equipamento que apresentar falha que impeça sua instalação ou, se estiver instalado, obrigue sua retirada.

3.2 - Emitente do RIME Toda e qualquer pessoa ou área da Empresa, em qualquer nível, que de forma direta ou indireta lide, manuseie, instale, conserve, etc. materiais e equipamentos utilizados nas redes de distribuição deverá participar do processo de controle de desempenho destes bens.

3.3 - Forma de Comunicação O canal de comunicação entre o emitente e o órgão central de coordenação (área do Departamento de Engenharia) é o relatório RIME.

3.4 - Responsabilidade das Gerências Caberá às gerências dos órgãos envolvidos instruírem seus funcionários diretamente ligados à :

- Utilização e ao armazenamento dos materiais e equipamentos
- Supervisão de serviços executados pelas Empreiteiras quanto à importância de serem relatadas todas as falhas que forem detetadas através do preenchimento do RIME.

3.5 - Triagem do RIME É importante, para o bom funcionamento do sistema de controle pretendido, que as Regionais não façam triagem dos problemas detetados para emitir o RIME. Pois um dos principais objetivos é que essa triagem seja efetuada por um órgão centralizador das informações recebidas via RIMED.

4 - PROCEDIMENTOS GERAIS

4.1 - Eletricistas, Pessoal de Almoxarifado, Empreiteiros, Técnicos e Engenheiros Constatado qualquer tipo de irregularidade em materiais e/ou equipamentos deverá ser providenciada a imediata emissão do relatório RIME, em 03 vias, com a seguinte distribuição :

- 1a. e 2a. vias : enviar para a Divisão Técnica Regional
- 3a. via : arquivo do órgão do emitente.

4.2 - Divisão Técnica Regional

A Divisão Técnica, ao receber do órgão emissor as 02 vias do RIME, deverá proceder como indicado a seguir :

- Arquivar a 2a. via
- Enviar, de imediato, a 1a. via ao Departamento de Engenharia

NOTAS IMPORTANTES

1 - Na ocasião do encaminhamento do RIMED a o Departamento de Engenharia deverá ser informado se é um caso isolado ou se houveram outras ocorrências do mesmo tipo na área de atuação da Divisão Técnica, desde que seja de conhecimento da mesma.

2 - Caso a Divisão Técnica seja o próprio emitente o RIME deve ser emitido em 02 vias com o mesmo encaminhamento.

3 - A nível de Regional, a Divisão Técnica deverá coordenar o recebimento de todos os RIME's emitidos.

4.3 - Numeração Deverá ser efetuada a numeração seqüencial por órgão emitente.

5 - MATERIAIS E EQUIPAMENTOS ABRANGIDOS PELO RIME Deverá ser emitido Relatório de Irregularidade (RIME) para todos os materiais e equipamentos utilizados em redes de distribuição.

6 - ÓRGÃO CENTRAL DE COORDENAÇÃO - Departamento de Engenharia É de responsabilidade do órgão central efetuar a análise dos RIME's recebidos e coordenar as providências necessárias para a solução dos problemas apontados.

Trimestralmente, o órgão central emitirá um Relatório detalhando o andamento das providências relativas aos RIME's recebidos.

Anualmente serão escolhidos os 10 (dez) RIME's de maior relevância para as Empresas e, os seus autores receberão Certificado de Colaboradores Especiais para a Melhoria da Qualidade da Empresa.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIVROS:

[1] J. A. Cipoli, "Engenharia de Distribuição", Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993, capitulo 7

RELATÓRIOS TÉCNICOS:

[2] Eletrobrás, Informação Técnica - "CMD - Centro de Manutenção da Distribuição"

[3] Abradee, CODI SCOM 18-01, 18-02, 18-03, 21-01 e 21-02, referentes à Turmas, Ferramentas e Viaturas de Manutenção

[4] A. K. Pinto, "Manutenção - Novos Rumos para o Ano 2000, Abraman

[5] M. Y. Shibasaki, "Gerenciamento da Manutenção", Abraman

[6] R. Esdras, "PQUEN - Programa de Qualidade na Engenharia de Manutenção"

[7] L. M. Piotto, "Manutenção Preditiva - Implantação e Resultados obtidos"

[8] IEEE, "Applied Reliability Assessmente in Electric Power System", 1994

Qualidade de Energia Elétrica

Sistema de Compensação Reativa Dinâmica, Inteligente, Relocável e Conjugada com Filtragem de Harmônicas

M. R. Gouvêa - USP; N. R. B. Filho – CPFL; J. Camargo - EXPERTISE, R. A. Souza Jr - EXPERTISE, A. C. Naves - INEPAR.

RESUMO

O objetivo deste artigo é apresentar os resultados obtidos dentro do primeiro ciclo de desenvolvimento do PD-69 "Sistema de Compensação Reativa Dinâmica, Inteligente, Relocável e Conjugada com Filtragem de Harmônicas", projeto do Programa de P&D da CPFL – Companhia Piratininga de Força e Luz - Ciclo 2001/2002. Este projeto visa pesquisar, desenvolver e implantar um Sistema de Compensação Reativa: Dinâmico – monitorando e avaliando constantemente o fluxo de reativo das redes de distribuição; Inteligente – propondo uma compensação ótima de bancos de capacitores e avaliando a situação de cada banco, emitindo periodicamente propostas de relocação de bancos com o objetivo de reduzir o fluxo de reativos; Relocável – propondo um padrão de alta flexibilidade, podendo ser instalado e retirado com apenas um içamento, e até sem desligamento da rede; Conjugado – considerando a possibilidade de compensação reativa na média e na baixa tensão, sendo que nesta é proposta a filtragem passiva de distorções harmônicas, para aliviar ainda mais o carregamento dos transformadores de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Compensação reativa – distorção harmônica - perdas elétricas - alívio do sistema elétrico – qualidade da energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Apesar de as concessionárias possuírem grande quantidade de bancos de capacitores instalados, ainda existe falta de reativo no sistema elétrico. Isto pode ser associado à falta de um sistema que monitore de forma sistemática a operação dos bancos de capacitores, supervisione e controle o fluxo de reativo das redes.

Os altos custos dos sistemas de compensação reativa, incluindo planejamento, engenharia, equipamentos, obras de instalação, exigem que haja monitoramentos constantes na rede primária de distribuição. Porém o que existe normalmente é apenas uma medição de corrente e tensão na saída do alimentador e serviços de inspeção nos bancos de capacitores em períodos de um a dois anos.

Um outro fato é o crescente aumento de instalação de cargas não-lineares nos consumidores residenciais, comerciais, e até industriais (Grupo B), que tem agravado os problemas de sobretensão e sobrecorrente nos circuitos secundários de distribuição, aumentando as perdas elétricas e levando os transformadores de distribuição a operar em condição de sobrecarga. Em virtude do planejamento e dos estudos de engenharia serem feitos separadamente para cada sistema de distribuição, primário e secundário, não é considerada a possibilidade do controle dos reativos e componentes harmônicos no sistema secundário. No qual as perdas podem ser maiores em função dos níveis de tensão e corrente. No secundário também há circulação excessiva de harmônicas e os investimentos em equipamentos de correção como bancos de capacitores e filtros são menores que no sistema primário.

Este projeto visa desenvolver um sistema completo de compensação reativa, que otimiza o uso dos bancos instalados e faz com que haja uma interação no controle de reativos do sistema primário com o sistema secundário de distribuição.

II. APRESENTAÇÃO DAS ETAPAS DO DESENVOLVIMENTO

O Primeiro Ciclo foi constituído de 4 (quatro) etapas.

São elas:

- Etapa 1 – Desenvolvimento de um protótipo de padrão versátil (relocável) para Bancos de capacitores em Poste.
- • Descrição: Levantamento bibliográfico sobre inovações tecnológicas e verificação do estado-da-arte da compensação reativa para sistemas primários de distribuição; Desenvolvimento de um protótipo de padrão versátil de bancos de capacitores.
- • Produtos: Relatório das inovações tecnológicas e da situação atual da compensação reativa; Protótipo de padrão versátil desenvolvido.

M. R. Gouvêa trabalha no Departamento de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (e-mail: gouver@pea.usp.br).

N. R. B. Nogueira trabalha na Companhia Piratininga de Força e Luz (e-mail: norbertoribeiro@piratininga.net).

J. Camargo trabalha na Expertise Engenharia (e-mail: josue@expertise-eng. com.br).

R. A. Souza Jr. trabalha na Expertise Engenharia (e-mail: reynaldo@expertise-eng.com.br).

A. C. Naves trabalha na INEPAR SA (e-mail: alexandre.Naves @inepar.com.br).

- Etapa 2 – Implementação do protótipo de banco de capacitores com padrão versátil (relocável).
• Descrição: Levantamento, estudo e definição do ponto de instalação; Especificação e aquisição dos equipamentos e materiais necessários; Montagem e instalação do protótipo.
• Produto: Relatório de estudo e definição dos pontos; Especificação e compra dos materiais necessários; Protótipo instalado.
- Etapa 3 – Desenvolvimento de protótipo de padrão de compensação reativa e filtragem de harmônicas para aplicação no sistema secundário de distribuição, de baixo custo.
• Descrição: Levantamento bibliográfico sobre inovações tecnologias e estado-da-arte da compensação reativa e filtragem de harmônicas em sistemas secundários de distribuição; Pesquisa e desenvolvimento de um protótipo de compensação reativa e filtragem de harmônica, de baixo custo, para instalação em sistemas secundários de distribuição.
• Produtos: Relatório das inovações tecnológicas e da situação atual da compensação reativa; Protótipo de padrão versátil desenvolvido.
- Etapa 4 – Implementação do protótipo da compensação reativa e filtragem harmônica de baixo custo na BT – Baixa Tensão.
• Descrição: Estudo e definição do ponto de instalação do protótipo no sistema secundário, com alto fluxo de harmônicas, pertencente ao alimentador primário onde foi instalado o protótipo do padrão de banco de capacitores versátil; Levantamento, especificação e aquisição dos equipamentos e materiais necessários; Instalação do protótipo.
• Produtos: Relatório de definição do ponto de instalação; Especificação e compra dos materiais necessários; Protótipo instalado.

As entidades executoras deste projeto são: Universidade de São Paulo, Expertise Engenharia e Inepar. Os coordenadores são: Eng. Norberto R. Batista Filho (pela CPFL); Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa (pela USP); Eng. Josué de Camargo (pela Expertise).

Serão apresentadas, de forma resumida, as atividades desenvolvidas em cada etapa.

III. ETAPA 1 – DESENVOLVIMENTO DE UM PROTÓTIPO PARA BANCOS DE CAPACITORES EM POSTE

A. Levantamento Bibliográfico sobre inovações tecnológicas e verificação do estado - da - arte da compensação reativa para sistemas primários de distribuição.

Foi feito um levantamento bibliográfico sobre o tema da Compensação Reativa em Sistemas Primários de Distribuição, visando obter como resultado uma proposta para desenvolvimento do Padrão Versátil (relocável) para aplicação na MT-Média Tensão.

Constatou-se que a maioria das referências procura definir os melhores métodos e pontos para a instalação dos bancos de capacitores. Também foi observada a presença de referências tratando dos problemas que surgiram nas últimas décadas com o aparecimento de distorções harmônicas significativas, as quais podem acarretar efeitos danosos sobre os bancos de capacitores instalados na rede.

Nesta análise, alguns aspectos importantes relativos á compensação reativa foram destacados como, por exemplo: Aspectos técnicos e econômicos, vantagens e desvantagens de cada tipo de localização (alimentadores ou subestações, por exemplo); Tópicos da compensação reativa relacionada ao controle de tensão; Degradação de capacitores na presença de harmônicas (ressonâncias); Estudos de transitórios provenientes do chaveamento de bancos de capacitores; Estudos de instalação de bancos em ambientes industriais, tendo em vista os efeitos da ressonância harmônica causada pelos capacitores e o fenômeno do cancelamento harmônico.

A partir desta análise, foi verificado que boa parte dos problemas encontrados na instalação de bancos de capacitores reside na circulação de harmônicas na rede, na localização e nos chaveamentos desses equipamentos. O que salientou a importância no desenvolvimento de um sistema que forneça uma configuração ótima para bancos de capacitores, reduza a circulação de harmônicos na rede e elimine problemas relacionados a energização/desenergização desses equipamentos.

B. Pesquisa e Desenvolvimento de um protótipo de padrão versátil de Bancos de Capacitores.

Foram feitas análises visando definir a forma de desenvolvimento do banco versátil (relocável) de capacitores para aplicação em Sistemas Primários. Também foram feitas análises buscando um local adequado para a instalação do protótipo.

A melhor definição para este tipo de banco foi o termo *Plug & Play*, pois se trata de um banco de fácil instalação, sem necessidade de desligamentos da rede, totalmente montado, com painéis ou estruturas apropriadas para que este possa ser içado através de um caminhão tipo MUNK e preso ao poste. Em seguida é feita a conexão, podendo esta ser através de linha viva, para depois efetuar energização do mesmo.

A definição do Banco, 300 ou 600 kvar ficou a cargo da INEPAR, após conclusão da avaliação da viabilidade técnica e econômica sobre a utilização de capacitores com fusíveis internos. Caso esta utilização se mostrasse viável, seria dispensado o uso de chaves fusíveis, o que reduziria a estrutura do banco e facilitaria os serviços de conexão com a rede.

Neste caso a capacidade do banco poderia ser de 600 kvar coincidindo com os padrões da Piratininga, o qual é de 600 a 1200 kvar, utilizando capacitores de 200 kvar, com ligação estrela aterrada.

Este primeiro protótipo também seria fixo, ou direto, visto que neste primeiro ano foi dada ênfase à estrutura do banco. Uma outra característica seria a forma rápida de içamento e conexão na rede.

Após estudos realizados pelas entidades participantes, chegou-se à conclusão que o primeiro protótipo a ser instalado na rede primária seria um capacitor trifásico de 300 kvar, direto (fixo), portanto sem chaves de manobra, para aplicação em redes de 15 kV , com sistema de içamento único, tanto para instalação quanto para retirada do equipamento. Este equipamento constitui numa inovação tecnológica, no que diz respeito à compensação reativa na distribuição.

O aspecto deste capacitor pode ser visto na figura 1 a seguir:

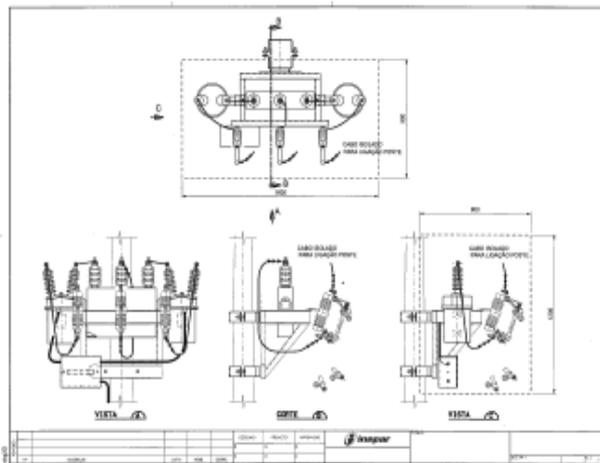



FIGURA 1 – Aspecto do capacitor trifásico relocável a ser instalado

Este primeiro protótipo será do tipo fusível externo.

Nos próximos ciclos será aprimorado o protótipo, tanto no aspecto de facilidade de relocabilidade quanto no aspecto construtivo. Será avaliada a necessidade dos capacitores relocáveis serem diretos ou automáticos. Caso haja necessidade que sejam automáticos, serão incluídas as chaves de manobras, que neste caso serão de SF6.

IV. ETAPA 2 – IMPLEMENTAÇÃO DO PROTÓTIPO DO BANCO DE CAPACITOR RELOCÁVEL

A. Características das Áreas de Instalação do Protótipo

Ficou a cargo da CPFL a escolha dos locais para testes dos protótipos.

Foi dada ênfase aos aspectos de níveis de tensão da rede primária, para efeito de enquadramento nos patamares estipulados pela Resolução 505 da ANEEL, de 26 de Novembro de 2001. Além disso, um outro aspecto que tomou parte na decisão foi o de alívio de sobrecarga de transformadores na distribuição. Em suma, como o enfoque deste projeto é a compensação conjugada, a definição foi baseada nos critérios de sobrecarga na rede Baixa Tensão, e também a falta de reativos na Média Tensão.

Assim, foram escolhidas três áreas - três trafos de distribuição de tensão nominal 13.8 kV - das quais uma foi selecionada para instalação deste primeiro protótipo.

A escolha foi feita baseando-se nos resultados das medições de tensão, fluxo de potência ativa e reativa e distorção harmônica no secundário do transformador. O procedimento de medição adotado foi o de realizar coletas das grandezas retrocitadas durante um período de sete dias, com intervalos de registros de 5 em 5 minutos para que, após análise desses dados, além da escolha do local, fosse feito o dimensionamento do filtro passivo a ser instalado.

O local que apresentasse as condições mais críticas seria o escolhido para instalação do primeiro protótipo.

Mais adiante está uma descrição mais detalhada sobre o local escolhido, bem como sobre os demais locais selecionados para medição.

B. Instalação do Protótipo

O fabricante fornecerá o equipamento para ser instalado até o mês de setembro de 2003.

V. ETAPA 3 - DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO DE BAIXO CUSTO PARA APLICAÇÃO NA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

A. Levantamento Bibliográfico sobre inovações tecnológicas e verificação do estado - da - arte da compensação reativa e filtragem harmônica para sistemas secundários de distribuição

Da mesma maneira que na pesquisa bibliográfica relacionada à compensação na rede primária, foi feita uma análise de várias referências nacionais e internacionais, buscando conhecimento sobre as vantagens, desvantagens e principais problemas relacionados à utilização de filtros de harmônicas sintonizados nas redes secundárias de distribuição.

Várias referências destacam a capacidade de um filtro passivo de harmônicas para compensar reativos na freqüência fundamental, devido à presença de um capacitor em sua estrutura.

Destacam também a sensibilidade desses filtros em relação aos parâmetros da rede onde estão instalados, razões pela qual deve ser muito bem projetado. E também, vários artigos propõem alternativas para mitigar possíveis problemas como, por exemplo, metodologias para alocação ótima de filtros bem como procedimentos para cálculo dos parâmetros R,L e C do filtro.

A partir deste levantamento bibliográfico foram constatados, portanto, tópicos importantes para escolha adequada do local na rede para instalação, bem como a importância de um estudo deste local para determinação dos parâmetros do filtro.

B. Pesquisa e Desenvolvimento de um filtro de harmônicas de baixo custo.

A idéia básica de aplicação de filtros de harmônicas com propriedades de compensação reativa na rede secundária deve-se ao fato desses equipamentos representarem soluções de baixo custo para reduzir carregamento e perdas elétricas nos transformadores de poste, aumentando a vida útil dos mesmos.

Com estas compensações no sistema secundário, reduz-se automaticamente o carregamento, perdas e circulação de componentes harmônicas no sistema primário.

Para que os parâmetros do filtro pudessem ser determinados, foi necessário utilizar os dados coletados do trafo escolhido para instalação. Uma descrição completa deste trafo está no próximo item.

Sendo as medições efetuadas ao tempo (ao ar livre), foi necessário utilizar uma das caixas de vedação, utilizada em campanhas de medição de fator de potência na CPFL-Piratininga, conforme pode ser visto na figura abaixo. O equipamento de medição utilizado foi o SMART T-IMS, de propriedade da Expertise, sendo esta a responsável pelas medições.

FIGURA 2 – Equipamento de medição junto ao transformador

Feita a análise dos dados, foi determinado que o protótipo do filtro de harmônicas seria um filtro passivo sintonizado na 5ª harmônica, para instalação em poste, ao lado do transformador. Além disso, seria de baixo custo, tanto em termos do desenvolvimento do capacitor quanto do reator.

VI. ETAPA 4 – IMPLEMENTAÇÃO DO PROTÓTIPO DO FILTRO DE HARMÔNICAS

A. Estudo e definição do ponto de instalação

Ficou a cargo da CPFL-Piratininga escolher o local de instalação para o filtro. Basicamente, cabe salientar que as escolhas dos locais de instalação do capacitor e do filtro correram em paralelo. Foi determinado que o filtro deveria ser colocado à jusante de um trafo de distribuição situado no mesmo alimentador onde foi instalado o capacitor relocável. Além dos critérios descritos anteriormente para escolha dos pontos de instalação do capacitor relocável, um outro critério é que deveria ser um transformador com carregamento elevado (> 80%) , que alimentasse consumidores residenciais de classe média ou alta, ou consumidores comerciais, pois são os que possuem equipamentos que causam distorção na rede. E deveria pertencer ao sistema da CPFL-Piratininga.

Os locais selecionados para medição estão na tabela 1 abaixo.

TABELA 1
Locais selecionados para medição

Trafo	Alimentador	Município	Potência. Nominal [kVA]	Tap [V]
1735	MBR-139	S. Vicente	225	13200/ 200-127
1122	ESU-140	Santos	225	13200/ 200-127
595	ESU-140	Santos	225	13200/ 200-127

Com base nos requisitos descritos, e com base nas medições efetuadas nos três locais primeiramente escolhidos, foi definido que o primeiro protótipo deveria ser instalado no lado do secundário de um transformador localizado no centro comercial do município de São Vicente - SP. A seguir os dados do equipamento:

1. Estação Transformadora nº 1735
2. Potência nominal trifásica de 225 kVA
3. Ligação: Delta-Estrela Aterrada (13200/220/127)
4. Demanda Máxima: 150 kVA
5. Nº do alimentador primário de 13,2 kV: MBR-139
6. Corrente máxima do alimentador: 330 A
7. Nº clientes residenciais = 162
8. Nº clientes comerciais = 44

Uma visão panorâmica do ponto a ser instalado o protótipo do filtro é mostrada a seguir:

FIGURA 3 – Visão panorâmica o local escolhido

B. Instalação do Protótipo

O protótipo deverá ser instalado até o prazo de encerramento do primeiro ciclo deste projeto, que será em setembro de 2003.

VII. CONCLUSÃO

De acordo com o descrito neste artigo, pode-se concluir que o Projeto PD69 vem atingindo seus objetivos den-

Qualidade de Energia Elétrica

tro do Primeiro Ciclo, conforme estava proposto na proposta de P&D aprovada pela Aneel.

Uma das grandes vantagens associadas ao sistema *Plug & Play* proposto é o ganho no tempo de instalação/retirada de capacitores na rede, o que atualmente é feito em várias horas. Com isso, serão evitadas manobras no sistema, pois não haverá necessidade de abertura de ramais para instalação, sem prejuízo dos consumidores.

Vale ressaltar que deverão ser feitas avaliações deste padrão versátil de capacitores, bem como do sistema conjugado de compensação reativa, comparando-o com o desempenho dos equipamentos convencionais existentes em alimentadores de distribuição. Para tanto, um trabalho sistemático de monitoração deverá ser feito.

Além disso, é válido mencionar que atualmente as empresas de energia têm investido em tecnologias modernas de supervisão e controle como, por exemplo, softwares de configuração de rede, que avaliam a operação da rede e sugerem o uso de equipamentos corretivos. Este sistema conjugado permitirá interações com essas ferramentas, garantindo alta eficiência operativa.

Ademais, haverá oportunidade, no contexto deste projeto, de inovações e melhorias em algumas áreas , como a metodologia atual de supervisão e controle dos bancos de capacitores, que é feita monitorando somente a corrente no alimentador, sem levar em conta a parcela reativa, o que pode conduzir a operações desnecessárias dos bancos. E também, outro aspecto interessante é a dualidade do enfoque no estudo do filtro na Baixa Tensão: a compensação reativa em si e o enfoque de *power quality*. Deverá ser tomado o devido cuidado de balancear o desenvolvimento nestas duas vertentes, além de avaliar se o equipamento está sendo eficaz em ambas.

Para os próximos ciclos está previsto o desenvolvimento de um software de comunicação entre o sistema de monitoramento existente e o sistema da CPFL. E também serão instalados outros padrões versáteis aperfeiçoados de capacitores, com base na avaliação do desempenho operativo e testes em campo efetuado com este primeiro protótipo.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. R. Gouvêa, C. M. V. Tahan, J. Camargo, - “Controle de Tensão e Compensação de Reativos no Sistema Elétrico da CPFL” – I SIDEE – Seminário Internacional de Distribuição de Energia Elétrica – Belo Horizonte, 1990 - Brasil.

[2] [2] J. Camargo, - “Compensação Reativa Racionalizada” – XIII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – São Paulo, 1997 – Brasil.

[3] Relatórios Técnicos do Primeiro Ciclo do Projeto PD-69.

[4] M. A. Barbosa, - “Cuidados para instalação de Bancos de Capacitores na presença de Harmônica” – Revista Eletricidade Moderna – Março, 1995.

[5] D. V. S. Coury, C. J. Tavares, M. C. Oleskovicz –”Transitórios devido ao chaveamento de Bancos de Capacitores em um Sistema de Distribuição da CPFL” – XIV CBA - Congresso Brasileiro de Automática – Natal, 2002 - Brasil

[6] M. Lehtonen, – “Método para dimensionamento otimizado de Capacitores nas Indústrias” – Revista Eletricidade Moderna – Março, 1995.

[7] IEEE –”IEEE Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Systems” – 1992.

[8] E. B. A. Santos, G. M. M. Medeiros – “Harmônicas provocadas por Cargas de Instalações Elétricas Residenciais em Sistemas de Distribuição de Energia” – XIV CBA - Congresso Brasileiro de Automática – Natal, 2002 - Brasil

Sistema de Monitoramento de Variações Transitórias de Tensão em Redes de Distribuição de Energia

U. H. Bezerra, Nesc/Ufpa; J. N. Garcez, Nesc/Ufpa; M. N. A. Moscoso, Nesc/Ufpa; J. A. S. Sena, Nesc/Ufpa; K. T. De Souza, Nesc/Ufpa; R. R. Da Silva, Nesc/Ufpa; R. S. Lemos, Nesc/Ufpa; G. P. S. Cavalcante, Nesc/Ufpa; J. S. E Silva, Nesc/Ufpa; A. A. A. Tupiassú, Rede Celpa;J. C. Neto, Rede Celpa E P. S. A. Lima, Rede Celpa

RESUMO

As variações transitórias de tensão, provocadas por defeitos ou manobras que ocorrem nas redes de distribuição são fatores que afetam a qualidade da energia, e podem provocar o mau funcionamento e até a queima de equipamentos em instalações consumidoras, o que gera reclamações dos consumidores junto às concessionárias de energia. Devido à postura dos consumidores e das agências reguladoras em exigir melhor qualidade para o produto energia elétrica, o monitoramento e o registro das ocorrências desses fenômenos hoje assume considerável importância, para prover as empresas distribuidoras com meios adequados para identificar, analisar e encaminhar soluções mitigadoras para problemas causados pela ocorrência desses fenômenos. Neste trabalho apresenta-se um sistema de monitoramento de variações de tensão capaz de identificar e registrar as ocorrências de interrupções de energia, VTCD´s (Variações da Tensão de Curta Duração) e os transitórios oscilatórios de baixa freqüência (até 5 KHz), que ocorrem nas redes de distribuição. Serão apresentados detalhes do desenvolvimento do instrumento para a aquisição das amostras de tensão nas fases A, B e C, do software para a detecção dos fenômenos e para a gerência da base de dados, e o sistema de comunicação, os quais formam de modo integrado o sistema de monitoramento aqui proposto.

PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento de tensão; Qualidade de energia; Variações de Tensão de Curta Duração; Transitórios oscilatórios; Sistemas de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

As perturbações que provocam variações no comporta-mento da onda de tensão, alterando momentaneamente seu valor RMS e/ou a sua freqüência, são motivos de grande preocupação por parte das concessionárias de energia elétrica, devido aos problemas que isso pode acarretar para a segurança da operação e para a qualidade de energia suprida.

Este assunto tem assumido considerável importância nos últimos anos, em função da crescente utilização de processos industriais de alta tecnologia, com grande sensibilidade às variações de tensão, o que tem provocado um crescimento do número de interrupções nesses processos, principalmente naqueles que utilizam equipamentos sensíveis aos afundamentos da tensão, como os CLP's (Controladores Lógicos Programáveis); e os ASD's (Adjustable Speed Drivers) [6].

As conseqüências naturais desse fato são os transtornos e prejuízos econômicos impostos aos consumidores, e o crescente número de reclamações que as concessionárias vem recebendo devido às ocorrências dessa natureza.

Estima-se que 87% das falhas no suprimento de energia a consumidores industriais estejam associados às ocorrências de variações de tensão de curta duração (VTCD`s) e os prejuízos causados por esses distúrbios podem chegar a cifras bastante elevadas, dependendo da sensibilidade dos equipamentos e dos processos industriais afetados, devido à perda de materiais, custos de reprocessamento e perdas na qualidade dos produtos. Esse fato tem exigido uma atenção especial por parte dos agentes envolvidos, transmissoras, distribuidoras e o próprio usuário de energia elétrica, no sentido de monitorar os seus sistemas. Hoje a instrumentação disponível para o monitoramento dos fenômenos transitórios da onda de tensão, essencialmente as VTCD's e os transitórios oscilatórios, são normalmente de custos elevados, o que iniabiliza financeiramente o uso disseminado deste tipo de instrumentação para uma melhor avaliação da qualidade transitória da tensão nas redes de distribuição.

Visando contribuir neste aspecto, o NESC/UFPA - Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Pará e a CELPA - Centrais Elétricas do Pará, desenvolveram o protótipo de um instrumento micro-controlado, de baixo custo, para o monitoramento de interrupções de energia, VTCD´s, e transitórios oscilatórios de baixa freqüência (até 5 kHz), para uso ao nível das subestações de distribuição, transformadores de distribuição e instalações consumidoras industriais. O instrumento monitora continuamente o sinal de tensão nas fases A, B e C, e quan-do ocorre um evento, este é transmitido para o Centro de Supervisão, onde pode ser visualizado em terminal de vídeo e armazenado em base de dados para posteriores análises. O instrumento tem relógio de tempo real e calendário, de modo que todos os eventos são perfeitamente classificados no tempo.

A comunicação com o Centro de Supervisão se dá via linha telefônica discada, podendo ser requisitado o envio

de dados pelo instrumento, ou programar-se o envio automático, via o sistema de software, que também gerencia a base de dados, a apresentação de relatórios e a comunicação entre o instrumento e o computador.

Este sistema encontra-se em fase de testes na concessionária CELPA, tendo-se instalado duas unidades em duas subestações de 13,8 kV da Empresa.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento foi concebido como uma solução integrada contendo as seguintes partes principais: o instrumento; a comunicação; o sistema de software. A seguir são descritas em maiores detalhes cada uma das partes constituintes.

A. O Princípio de funcionamento

1)Sags e Swells

A detecção de sags e swells é feita através da verificação do valor RMS medido pelo instrumento.

Quando o valor de tensão supera o limite superior, o instrumento passa a registrar os valores de tensão RMS, até que esta tensão volte ao seu valor considerado normal. De forma análoga, quando a tensão é inferior ao limite estabelecido, o instrumento passa a registrar os valores RMS.

2)Oscilações

Considerando que, para um caso idealizado, a forma de onda em uma das fases pode ser representada pela equação:

(1)

A derivada da expressão (1) é dada por:

(2)

Portanto, o maior valor que o módulo da derivada de (1) pode assumir é dado pela expressão:

(3)

Desta forma, se a derivada do sinal adquirido superar de um dado valor ao valor dado pela equação (3), então se pode considerar que houve uma descontinuidade que pode caracterizar uma oscilação, ou um evento impulsivo (caso a taxa de amostragem for muito alta).

B. O Instrumento

O instrumento desenvolvido é trifásico e monitora as tensões nas fases A, B e C. Utiliza uma configuração baseada em dois micro-controladores para a aquisição do sinal de tensão. Como os fenômenos monitorados possuem características diferentes, um micro-controlador monitora os fenômenos transitórios oscilatórios de baixa freqüência, de até 5 kHz, enquanto que o outro micro-controlador supervisiona outros tipos de fenômenos, ou sejam, aqueles que alteram momentaneamente os valores RMS das tensões: afundamentos e elevações de tensão. Com o objetivo de facilitar a construção do protótipo e minimizar os efeitos de interferência eletromagnética sobre a porção analógica do subsistema de aquisição do sinal de tensão, o hardware do instrumento foi dividido em módulos como ilustrado na figura 1, e descritos a seguir.

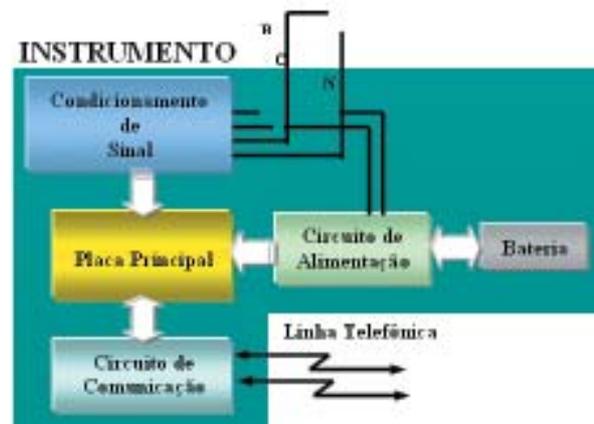



FIGURA 1 - Estruturação do hardware do instrumento

1) Circuito de Condicionamento de Sinal

O circuito de condicionamento de sinal utilizado no instrumento foi projetado para fazer a aquisição de sinais de tensão presentes nos secundários dos TP´s das subestações, normalmente com tensões nominais de 69 Volts. Outros valores como 127 V/ 220 V também são suportados pelo instrumento [1,2,3]. Este circuito é responsável pela redução dos níveis de tensão descritos anteriormente para a faixa de operação do conversor Analógico/Digital (A/D) interno de 12 bits do micro-controlador.

Este circuito também utiliza filtros para reduzir o efeito de interferências eletromagnéticas na detecção correta dos fenômenos. A estrutura utilizada pelo condicionamento possibilita ao instrumento detectar, com precisão, oscilações transitórias de tensão com amplitudes de até duas vezes o valor nominal. Para variações acima destes níveis de tensão, um circuito de proteção entra em ação evitando que o instrumento seja danificado.

2) Circuito de Alimentação

O circuito de alimentação foi projetado para suprir os níveis de tensão corretos para o funcionamento do instru-mento, tendo como fonte principal a tensão de um dos TP´s da subestação. Este circuito alimenta um pequeno banco de baterias recarregável que forma uma fonte auxiliar de alimentação, que atua em casos de interrupção de tensão nos TP´s, mantendo o funcionamento normal do instrumento. As baterias garantem autonomia ao instrumento, por um período de 3 horas. A atuação destas duas fontes, ou sejam, a alimentação da própria rede elétrica e do banco de baterias do instrumento, é realizada automaticamente por um circuito de controle que retira a responsabilidade desta tarefa do micro-controlador.

3) Circuito de Comunicação

Constitui-se de um modem para linha telefônica fixa com suporte para o protocolo V23, atualmente utilizado, e Bell 202. Este subsistema permite a comunicação full-duplex, a uma taxa de 1200 bps, para a transmissão de informações entre o instrumento e o computador central. Estas características possibilitam a reconfiguração e autoteste remotos do instrumento e a utilização de uma linha telefônica exclusiva ou compartilhada. Este circuito possui driver constituído de isolamento ótico e outros componentes utilizados em prote-ção contra surtos de tensão que podem ocorrer no sistema telefônico. Através deste circuito de comunicação, o instrumento pode realizar uma chamada para o computador central utilizando-se de discagem tanto por pulso quanto por tom, selecionados remotamente.

4) Placa Principal

Este sistema tem como elemento principal um micro-controlador RISC de 16 bits responsável pela aquisição e análise dos sinais de tensão em cada fase, armazenamento temporário dos eventos em memória externa não volátil, gerenciamento da transmissão de dados e recebimento de instruções do computador central, além de um relógio em tempo real para o registro do horário (hh/mm/ss) e da data (dd/mm/aaaa) da ocorrência dos eventos.

A aquisição do sinal de tensão em cada fase é realizada por três canais A/D de 12 bits internos ao micro-controlador com taxa de 128 amostras por ciclo. A detecção dos fenômenos de afundamento e elevação de tensão é realizada com base no valor RMS calculado em cada ciclo, enquanto que para a detecção dos fenômenos oscilatórios utiliza uma técnica que avalia as variações bruscas entre uma amostra e a amostra seguinte.

Os eventos detectados são armazenados temporariamente em memória de massa externa não volátil de até 192 Kbytes, entretanto para uma capacidade de armazenamento maior, a placa principal dispõe de espaços para a expansão de memória. O micro-controlador gerencia o espaço de memória reservado a cada uma das fases monitoradas para evitar que ocorra uma subscrição das informações armazenadas. Antes que esta situação ocorra, o instrumento liga para o computador central solicitando ao mesmo o recebimento de todos os registros armazenados.

C. A comunicação

A comunicação entre o instrumento e o computador central é realizada com base no protocolo TCP/IP. A transferência dos dados para o computador central e a re-configuração dos parâmetros internos do instrumento, são realizadas por meio de instruções definidas no protocolo. Dentre as instruções pode-se destacar a retransmissão dos dados caso os mesmos sejam corrompidos durante a transmissão; a discagem e transferência dos dados do instrumento para o computador central quando a memória não suportar mais o armazenamento das informações.

D. O sistema de software

O sistema de software aqui desenvolvido completa as aplicações ao nível do instrumento e ao nível do usuário, para a gerência da coleta de dados, armazenamento em banco de dados e a recuperação desses dados como informações formatadas convenientemente e apresentadas em relatórios impressos e relatórios em terminais de vídeo.

O software do instrumento suporta ações para a comuni-cação com os barramentos e os dispositivos periféricos assim como realiza ações de aquisição de dados. A rotina de aquisição de dados é responsável pelas amostras do sinal de tensão, com taxa de 128 amostras/ciclo, cujos dados são utilizados na detecção dos fenômenos VTCD´s e os transitórios oscilatórios de baixa freqüência. Para a detecção dos fenômenos VTCD´s é calculado o valor RMS de cada ciclo e a partir do momento que ocorrer uma variação maior que 10% acima ou abaixo do valor nominal da tensão o instrumento inicia o registro do fenômeno. Em paralelo, uma outra rotina é executada comparando o valor de uma amostra adquirida com o valor da amostra anterior usando como base a técnica de detecção dos fenômenos transitórios oscilatórios.

Com relação à interface com o usuário [7], estão disponíveis no software algumas facilidades que permitem a realização de diversas ações, tanto ao nível do instrumento como ao nível do banco de dados local. Por meio do sistema de software o usuário pode realizar as tarefas de Configuração do Instrumento, possibilitando uma verificação/alteração remota de alguns de seus parâmetros operacionais como os níveis estabelecidos, por ex, % do valor de tensão nominal para a detecção dos VTCD´s, a taxa de amostragem do sinal de tensão e o número de identificação IP do instrumento.

Os cadastros das subestações e dos instrumentos de monitoramento nestas subestações são realizados de maneira simples, através da janela de interface homem - máquina. Cada instrumento deve está associado a um telefone, cujo número é informado, inclusive com o código de área.

Os dados de campo enviados pelos instrumentos são armazenados no banco de dados e acessados diretamente pelo usuário, para a visualização dos relatórios operacionais. Estes relatórios são disponíveis aos usuários na forma de gráficos e tabelas como estão ilustrados na secção resultados obtidos deste trabalho.

Para uma visualização da aparência que resultou para o instrumento após a montagem de todas as placas em uma caixa perfeitamente vedada, resistente a intempéries (classe IP-55), mostra-se uma foto do instrumento na figura 2, com a tampa da caixa aberta.

FIGURA 2 - Protótipo do instrumento.

III. RESULTADOS OBTIDOS

Os testes realizados em laboratório tiveram como objetivo avaliar a técnica de processamento de sinais utilizada para a detecção dos fenômenos de afundamento e elevação de tensão e transitórios oscilatórios de baixa freqüência. Desta maneira, procedeu-se inicialmente com a simulação dos eventos. A simulação foi implementada através da utilização de um conversor D/A presente em uma placa de aquisição de sinais. A placa de aquisição foi associada a um computador que possui um sistema de software responsável pela simulação dos eventos. O nível do sinal de tensão na saída do conversor D/A da placa de aquisição é o mesmo presente na saída do circuito de condicionamento dos protótipos que estão operando em testes nas subestações. Sendo assim, o sinal obtido por meio de simulação foi então aplicado diretamente ao conversor A/D de um dos protótipos.

Na figura 3, tem-se a simulação de um sag com duração de 4 ciclos, mostrado na tela de um osciloscópio Tektronix TDS 360 de 200 MHz..

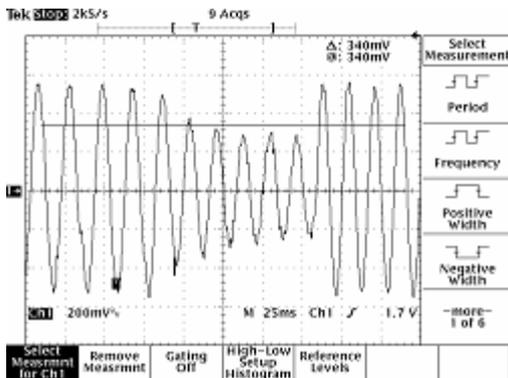



FIGURA 3 - Simulação de Sag.

Este mesmo fenômeno foi também injetado no instrumento, o qual realizou o registro dos valores RMS durante o sag, como está ilustrado na figura 4. Observando a Figura 4, percebe-se que o instrumento detectou perfeitamente o fenômeno ocorrido, apresentando o afundamento e a recuperação do valor RMS da tensão, como ilustrado na figura 3, ou seja, afundando mais suave e retornando abruptamente ao valor RMS nominal. Na figura 4, a escala de tempo corresponde a ciclos ao passo que a escala de tensão fornece valores em Volts, da tensão de alimentação do instrumento.

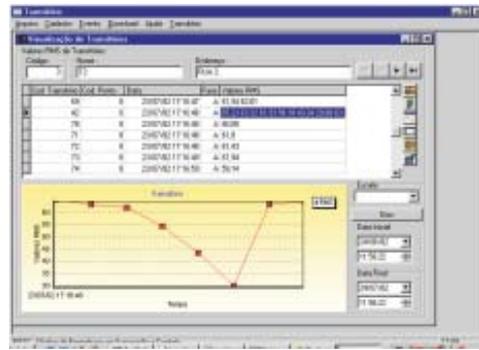



FIGURA 4 - Curva RMS de detecção de sag

A seguir tem-se a simulação de um transitório oscilatório de freqüência 1kHz como mostrado na figura 5 em tela do osciloscópio Tektronix.

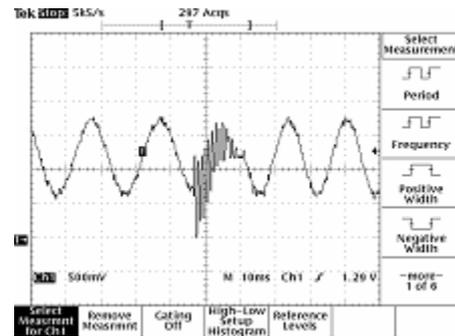



FIGURA 5 - Simulação de transitório oscilatório lento.

Este mesmo fenômeno foi submetido ao instrumento que detectou corretamente, como mostra a figura 6. Observa-se, comparando as figuras 5 e 6 que o instrumento é capaz de detectar com precisão o fenômeno, o que demonstra que a taxa de amostragem empregada para a aquisição do sinal é conveniente para essa classe de freqüência.

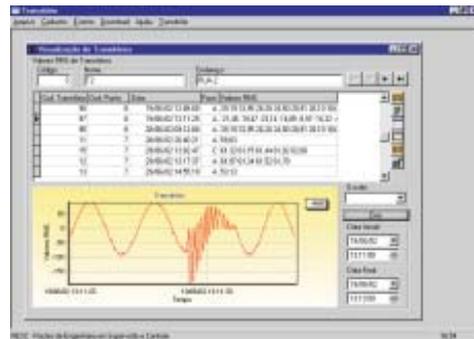



FIGURA 6 - Detecção de transitório oscilatório lento.

Dos instrumentos que estão em testes nas SE´s ainda tem-se disponível poucos registros de campo. Mas já é possível mostrar a detecção de um fenômeno sag ocorrido na SE Guamá, onde se encontra instalado um dos instrumen-tos em testes. O fenômeno ocorreu no dia 29/06/2002 às 13:02:47 hs e foi registrado pelo sistema de monitoramento, como apresentado na figura 7. Novamente observa-se que o instrumento identificou o fenômeno como previsto pelos resultados em simulação.

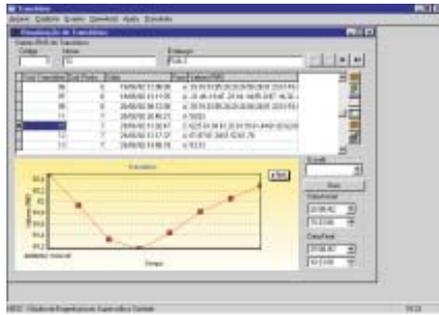



FIGURA 7 - Resultado de Campo (Subestação Guamá).

Deve-se salientar que as telas de resultados aqui apresentadas fazem parte da interface do sistema de software, com o usuário. Pode-se observar que os resultados são listados em forma de tabela e também em forma gráfica.

Com relação à apresentação gráfica, merece destacar que a escala de tempo permite o efeito de zoom. Também é permitido pelo sistema que o usuário faça buscas na base de dados por fenômenos que ocorreram em um dado intervalo de tempo, delimitado por data e hora iniciais e data e hora finais, especificados como (dd/mm/aaaa) e (hh/mm/ss).

IV. CONCLUSÕES

Apresentou-se neste trabalho a descrição e alguns resultados preliminares, obtidos com o sistema de monitoramento de variações transitórias de tensão, desenvolvido pelo NESC/UFPA em parceria com a concessionária CELPA.

O sistema desenvolvido caracteriza-se como uma solução de monitoramento distribuído de fenômenos transitórios de tensão, podendo ser os instrumentos de aquisição de dados instalados nas SE´s, transformadores, consumidores industriais e outros, e os dados coletados transmitidos, via linha telefônica (solução atual), para o Centro de Operação do Sistema (COS).

O sistema aqui proposto apresenta grande potencial de uso por ser uma solução especializada que contempla o monitoramento dos principais fenômenos transitórios que ocor-rem nas redes de distribuição, como os sags, swells e transitórios oscilatórios de baixa freqüência, fenômenos que estão em vias de regulamentação pelas agências reguladoras dos serviços de energia elétrica.

Os resultados preliminares obtidos até o momento têm comprovado a eficácia do sistema e encorajado a equipe de desenvolvimento em novos avanços, porém testes exaustivos devem ser continuados no sistema real, para a perfeita avaliação das interferências do ambiente real sobre as características levantadas em laboratório.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Desenvolvimento de protótipo de um instrumento para monitora-mento da qualidade de energia de uma concessionária de distribuição de energia elétrica". In I CITNEL - Congresso de Inovação Tecnoló-gica em Energia Elétrica, Brasília - DF, 2001.

[2] U. H. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S., E. M. Amazonas, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Istrumento para monitoramento da qualidade da energia em rede de distribuição elétrica". In IV SBQEE - Seminário Brasileiro de Quali-dade da Energia Elétrica, Porto Alegre - RS, 2001.

[3] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, " Power quality mo-nitoring instgrument for energy distribution feeder". In 11th IMEKO TC - 4 Symposium - Trends in Electrical Measurement adn Instru-mentation, Lisboa - PT, 2001.

[4] U. H. Bezera, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Itegrating a power quality monitoring system in a distribution control center". In IEEE Porto Power Tech, Porto - PT, 2001.

[5] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Sistema para o monitoramento da qualidade de energia elétrica de um conjunto de consumidores em baixa tensão". In CITNEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília - DF, 2001.

[6] R. C. Dugan, M. F. Mcgranaghan, H. W. Beaty, "Electrical Power Systems Quality", McGraw - Hill, 1996.

[7] Borland, C++ Builder 5 for Windows 2000/98/95/NT: Developer´s Guide. New York, 2000

Sistema de Supervisão da Tensão Secundária de Transformadores de Distribuição

U. H. Bezerra, NESC/UFPA; J. N. Garcez, NESC/UFPA; J. C. W. A. Costa, NESC/UFPA; M. N. A. Moscoso, NESC/UFPA; J. A. S. Sena, NESC/UFPA; K. T. de Souza, NESC/UFPA; R. R. da Silva, NESC/UFPA; R. J. S. Lemos, NESC/UFPA; M. A. B. Amora, NESC/UFPA; M. N. Branche, CEA e U. Amaral, CEA

RESUMO

O presente trabalho apresenta um sistema distribuído para a supervisão da tensão secundária de transformadores de distribuição, que se constitui uma solução integrada e de baixo custo, que envolve a utilização de instrumentos microprocessados para a aquisição das amostras dos sinais de tensão nas fases A, B, e C em relação ao neutro; o sistema de comunicação baseado em linha discada para a transmissão dos dados coletados ao nível dos transformadores, para um computador central no Centro de Operação da Distribuição (COD); e o sistema de software para a comunicação, armazenamento e recuperação de informações sobre a qualidade da energia nos pontos monitorados. Este sistema envolve uma concepção mais moderna de supervisão da rede de distribuição secundária, e está implantado em projeto piloto na rede de distribuição metropolitana da cidade de Macapá, operada pela distribuidora CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá. Pretende-se neste trabalho apresentar a descrição desse sistema, abordando as suas principais características. Também serão apresentados alguns resultados obtidos com a operação experimental desse sistema, em projeto piloto.

PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento de tensão; Qualidade de energia; Sistemas de distribuição; Cálculo de índices de qualidade.

I. INTRODUÇÃO

A CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, em parceria com o NESC/UFPA – Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação / Universidade Federal do Pará, está implantando um sistema de supervisão distribuído para o monitoramento das tensões secundárias dos transformadores de distribuição da rede metropolitana de Macapá.

Este sistema é composto de uma rede de 20 instrumentos instalados nos secundários dos transformadores, para a aquisição em tempo real de amostras das tensões nas fases A, B, e C, as quais são transmitidas, via modem e linha telefônica, para um computador central localizado no Centro de Operação da Distribuição – COD da Empresa, onde são visualizadas em terminal de vídeo e armazenadas em banco de dados para as posteriores análises e emissão de relatórios operacionais e cálculos de índices de qualidade de energia, relacionados com os pontos supervisionados.

O sistema em implantação permite que sejam registradas as interrupções de energia nos secundários dos transformadores, sendo possível a partir daí, levantar para todos os consumidores ligados a esses transformadores, os índices individuais DIC, FIC, DMIC e pela associação desses, chegar-se aos índices DEC e FEC. Também os instrumentos permitem um acompanhamento contínuo das variações nos valores RMS das tensões, ao longo do ciclo de operação, possibilitando que sejam identificadas condições críticas de operação, e sejam encaminhadas as soluções mitigadoras para os casos em questão.

Além dos valores RMS das tensões, que são enviados conforme a periodicidade programada pelo pessoal da operação, os instrumentos também podem enviar, sob requisição, amostras das ondas de tensão, as quais podem ser utilizadas, via software, para a obtenção das componentes harmônicas. A decomposição harmônica permite a obtenção dos índices de distorção harmônica total de tensão (THDv%) nos pontos de monitoramento, e a identificação de potenciais cargas poluidoras ligadas aos transformadores supervisionados.

Pretende-se neste trabalho apresentar maiores detalhes sobre este sistema de monitoramento ora em implantação, e relatar a experiência acumulada com a operação do mesmo.

II. O SISTEMA DE MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento aqui proposto e implantado em projeto piloto no sistema de distribuição metropolitano de Macapá – AP, representa uma solução integrada composta de três partes principais: o instrumento de monitoramento; o sistema de comunicação; o sistema de software. A figura 1 apresenta de forma esquemática a concepção desse sistema.

Este trabalho foi apoiado pela CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, como parte do seu programa anual de P&D, do ciclo 2001-2002.

U. H. Bezerra; J. N. Garcez; M. N. Moscoso; J. A da Silva; K. T. de Souza; R. R. da Silva e R. S. Lemos – São pesquisadores do NESC/ UFPA – Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Pará. (www.ufpa.br/nesc)

M. N. Branches e U. Amaral – São engenheiros da CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá.

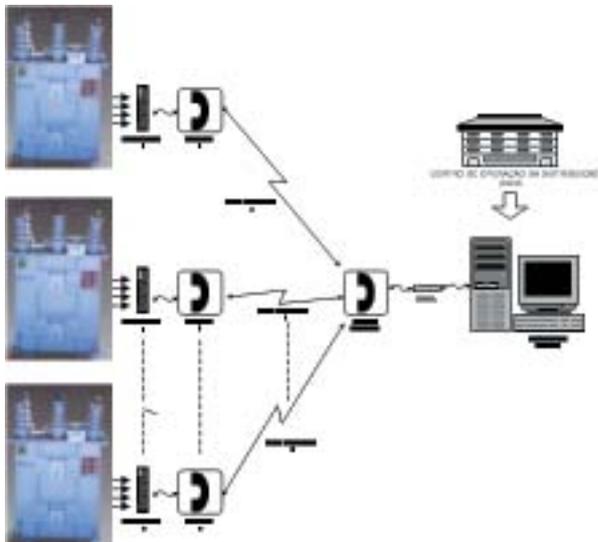



FIGURA 1 – Sistema de monitoramento da tensão secundária de transformadores de distribuição.

Nesta figura pode-se observar que cada transformador monitorado tem instalado no seu secundário um instrumento, contendo placa de modem e uma linha telefônica dedicada. Na outra ponta, ou seja no COD da empresa, os dados transmitidos pelos instrumentos são recebidos via modem e armazenados em banco de dados no microcomputador, para posterior recuperação e formatação dos relatórios operacionais.

A. O Instrumento

O instrumento é baseado em hardware de microcontrolador RISC de 16 bits, ao qual foram agregados diversos outros componentes, formando placas de circuitos impressos que desempenham diversas funções específicas como: Condicionamento do sinal de tensão nas fases A, B, C em relação ao Neutro, para a alimentação do instrumento; Placa de Modem, para a comunicação do instrumento com o computador central e do computador para o instrumento; Placa para o carregamento de bateria; Placa de proteção do instrumento contra surtos de tensão na rede elétrica.

FIGURA 2 – Foto do instrumento de monitoramento

Na figura 2 mostra-se uma foto do instrumento, com a tampa do invólucro aberta, podendo-se ver as diversas placas que compõem o instrumento. Como principais características desse instrumento pode-se citar:

- O instrumento é trifásico, podendo ser instalado em tensões fase-neutro de 127 V/ 220 V. A placa de condicionamento de sinal adequa o nível da tensão de entrada para o nível de operação do conversor analógico/ digital (A/D).
- O microcontrolador utilizado (arquitetura RISC de 16 bits), é adequado para a utilização em instrumentação de alto desempenho, apresentando baixo consumo de energia.
- O conversor A/D tem resolução de 12 bits, com taxa de amostragem programável, podendo realizar até 256 amostras por ciclo da onda de tensão.
- A memória não volátil disponível no instrumento (8Kb), é suficiente para o armazenamento dos valores RMS das tensões das três fases por períodos de aproximadamente 48 horas, considerando-se o armazenamento desses valores a cada 10 min. Essa característica pode ser utilizada para reduzir o número de chamadas telefônicas a serem realizadas para a transferência de dados para o COD.
- O modem desenvolvido para este instrumento segue o padrão V.23 com capacidade para discar por tom (DTMF) e por pulso e manter um link de comunicação full-duplex, permitindo a reconfiguração remota do instrumento, dispensando o uso de gravadores de parâmetros no local da instalação. O modem também dispõe de proteção contra surtos que possam ocorrer na linha telefônica e, além disso, os seus componentes estão ótica e galvanicamente isolados da linha telefônica.
- O instrumento é alimentado pela própria tensão da rede de distribuição. Ocorrendo a falta de energia, o instrumento conta com bateria própria, que é controla e carregada pela placa de carregamento de bateria, e tem autonomia para 12 horas.
- O instrumento dispõe de uma placa de proteção que o protege contra surtos de tensão na rede elétrica, de até 4 kV, especificado em norma para esta classe de instrumento.

Um importante recurso desse instrumento é o relógio/ calendário de tempo real, que permite a datação precisa dos eventos registrados.

B. O Sistema de Comunicação

A solução adotada para a comunicação entre o instrumento e o computador, e vice-versa, é a linha telefônica discada. Esta solução já é utilizada no setor elétrico, ao nível dos sistemas de distribuição, pela ANEEL para coletar informações sobre interrupção do fornecimento de energia aos consumidores. É uma solução de custo relativamente baixo, e também apresenta a vantagem do sistema de telefonia urbana ter uma alta capilaridade, servindo portanto ao propósito de monitoramento das redes urbanas de distribuição de energia.

C. O Sistema de Software

O sistema de software aqui desenvolvido contempla as aplicações ao nível do instrumento e ao nível do usuário, para a gerência da coleta de dados, armazenamento em banco de dados, e a recuperação desses dados como informações formatadas convenientemente, e apresentadas em relatórios impressos e relatórios em terminal de vídeo.

O software desenvolvido para o microcontrolador do instrumento executa ações de suporte, para a comunicação com os barramentos e os dispositivos periféricos, e também realiza as ações de aquisição de dados. Com relação ao software de aquisição de dados, a rotina principal refere-se a aquisição de amostras do sinal de tensão com a taxa de 256 amostras/ciclo e o respectivo cálculo do valor RMS para o ciclo amostrado. A cada 16 ciclos (que corresponde a 0,267 s) computa-se o valor RMS do período, o qual é utilizado para :

1- Detectar se ocorreu interrupção de energia, caso em que o valor RMS calculado deve situar-se na faixa estabelecida pela resolução no. 24 da ANEEL [6] e persistir pelo tempo mínimo de 1 minuto. Neste caso o software do instrumento gerará um registro de interrupção que conterá a fase onde ocorreu, a data e horário, e a duração da interrupção, que é calculada quando ocorre o retorno da energia.

2- Verificar se a tensão RMS encontra-se nas faixas: normal, crítica ou precária, conforme estabelece a resolução no. 505 da ANEEL [7]. Esses registros são então armazenados e depois transferidos para o banco de dados residente no computador do COD.

Com relação ao software disponível para uso direto do usuário, existem facilidades implementadas que permitem a realização de diversas ações, tanto ao nível do instrumento como ao nível do banco de dados local. A seguir descreve-se essas principais características:

- Por meio do sistema de software o usuário pode realizar as tarefas de Configuração do Instrumento, o que corresponde a fazer uma verificação/alteração de seus parâmetros operacionais como:

1)Período de medição: informa para o instrumento o intervalo de tempo (especificado em minutos) para o qual ele deve gerar um valor RMS da tensão de fase. Normalmente para aplicações de monitoramento dos secundários dos transformadores de distribuição, tem-se utilizado esse parâmetro igual a 10 minutos.

2)Período de transmissão: informa ao instrumento de quanto em quanto tempo ele deve transmitir os dados armazenados, para o COD. Para o monitoramento dos transformadores da CEA, tem-se utilizado esse tempo igual a 60 minutos.

3)Tempo de observação: período total (especificado em dias) para a realização do monitoramento contínuo do transformador.

- O usuário também pode remotamente configurar alguns parâmetros que caracterizam o evento interrupção de energia. Esses parâmetros configuráveis são:

1)Período de Notificação: na ocorrência de uma interrupção de energia, este parâmetro especifica quanto tempo depois o instrumento deve informar ao COD este evento. Caso deseje-se que a notificação seja imediata, deve-se entrar com o valor zero para este parâmetro, o que fará com que o instrumento gere uma ligação 0800 para o COD.

2)Duração Mínima: informa o tempo mínimo, em segundos, que a falta de fase passa a caracterizar uma interrupção. Este valor é regulamentado em resolução da ANEEL.

3)Valor Máximo: valor que determina o limite RMS, a partir do qual, valores menores ou iguais são caracterizados com interrupção de energia.

- O cadastramento dos transformadores e dos instrumentos de monitoramento instalados nesses transformadores é feito de maneira simples, através de janelas da interface homem – máquina. Cada instrumento deve está associado a um telefone, cujo número é informado, inclusive com o código de área.
- Os dados vindos dos instrumentos em campo são armazenados no banco de dados, e são acessados diretamente pelo usuário, para a visualização dos relatórios operacionais. Diversos relatórios estão disponibilizados como :1) visualização em gráfico e tabela dos valores RMS das tensões nas fases A, B, C; 2)visualização em gráfico e tabela dos valores de duração e freqüência das interrupções ocorridas nos secundários dos transformadores.

III INTERFACE COM O USUÁRIO

O usuário interage com o sistema de monitoramento por meio de janelas de dados, tanto para a passagem de parâmetros e informações para o instrumento, como para o acesso as informações armazenadas em base de dados. Exemplos típicos dessa interface estão mostrados nas figuras a seguir. A figura 3 apresenta a tela inicial do sistema de software, no padrão windows, contendo menus horizontais e verticais. Também sobreposta à esta tela foi apresentado a janela de Login para ter-se acesso a base de dados. O sistema permite vários níveis de acesso, com diferentes gruas de responsabilidade com relação à integridade dos dados.

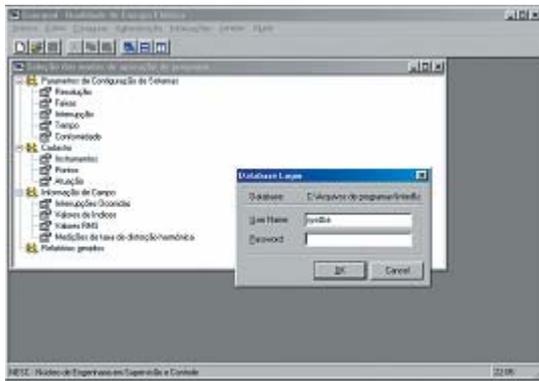



FIGURA 3 – Tela principal com a sobreposição de tela do Login para acesso do banco de dados

Na figura 4 está apresentada a janela de dados utilizada para a entrada de dados relativos a configuração do esquema de aquisição de dados, informando para o instrumento o período de medição, o período de transmissão e o tempo de observação.

FIGURA 4 – Janela de dados para a configuração da transferência de dados

Já na figura 5 tem-se representado a janela de dados para informar ao instrumento os parâmetros que caracterizam uma interrupção de energia, conforme comentado anteriormente.

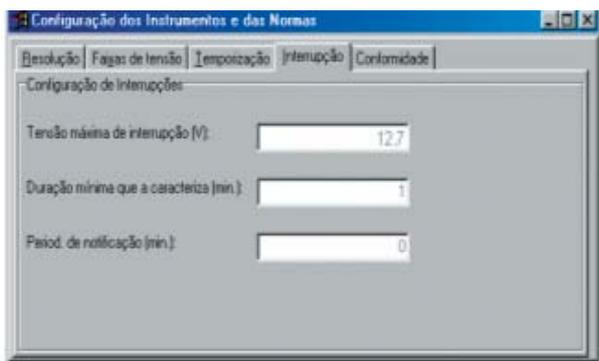



FIGURA 5 – Janela de dados para a caracterização das interrupções de energia

Informações técnicas sobre a instalação do instrumento são introduzidas através da janela de dados mostrada na figura 6. Nesta janela vale ressaltar os campos que informam o número do telefone ao qual o instrumento está conectado, e o número IP do instrumento para aplicações de internet. Também são informadas a data e hora (dd/mm/aaaa) e (hh/mm/ss) que o instrumento iniciou a sua operação, como também são registrados nos formatos de data e hora apresentadas anteriormente, todas as intervenções feitas pelo usuário no instrumento para atualização de parâmetros, reinicialização, e outras.

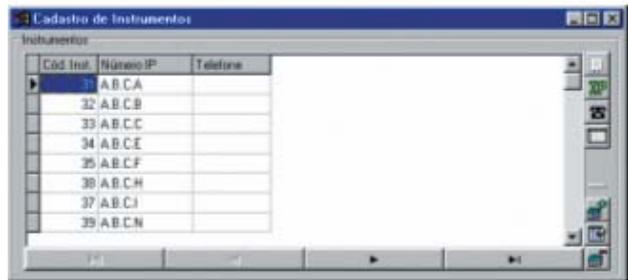



FIGURA 6 – Janela de dados para o cadastro de instrumentos

Os valores RMS registrados para as fases A, B, e C dos secundários dos transformadores são visualizados conforme apresentado na figura 7, os quais são dados reais registrados no transformador CH61, na Av. Iracema C. Nunes em Macapá. Esses dados são apresentados em forma de tabela ou em forma gráfica, com registro do instante da coleta (dd/mm/aaaa e hh/mm/ss). Na forma gráfica os valores das fases A, B, e C são diferenciados por cores diferentes. Na escala de tempo, pode-se aplicar o efeito de *zoom*, podendo-se obter resoluções na faixa de minutos.

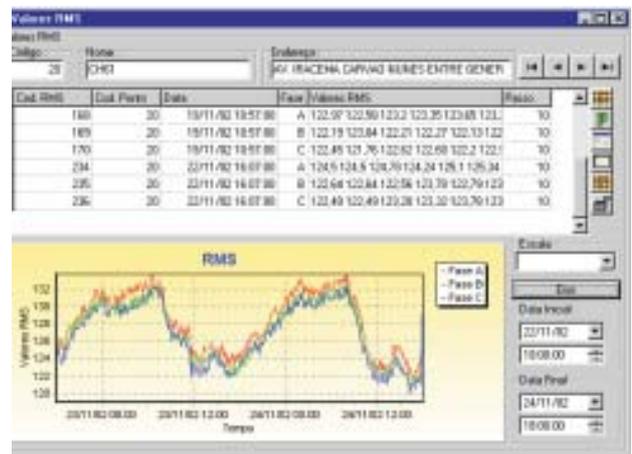



FIGURA 7 – Apresentação de Resultados de Tensão RMS

Na figura 8 tem-se a apresentação de uma janela de resultados utilizada para a apresentação das estatísticas sobre as interrupções de energia ocorrida nos secundários dos transformadores monitorados.Esses dados são reais, registrados no transformador CH195, instalado na Av. Padre Júlio, Macapá. Em forma de tabela são informados os instantes iniciais das interrupções ocorridas e a duração dessas interrupções em segundos. Na forma de gráfico, apresenta-se para um transformador escolhido, os mesmos resultados, porém em forma de barra vertical (duração da interrupção), e sobre a escala de tempo localiza-se o início das interrupções. Também é permitida a pesquisa dentro de um intervalo de tempo, caracterizado por um instante inicial e o instante final, no formato dd/mm/aaaa e hh/mm/ss.

FIGURA 8 – Apresentação de resultados das interrupções de energia

IV CONCLUSÕES

O sistema de monitoramento distribuído dos secundários dos transformadores de distribuição aqui apresentado está implantado, em projeto piloto, na rede de distribuição metropolitana de Macapá – AP, operada pela CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá.

Foram selecionados 20 transformadores para a implantação do projeto piloto, que aconteceu durante a segunda semana de Junho de 2002. Nesta fase inicial de avaliação do sistema de monitoramento foram observados alguns problemas com relação à falha de comunicação com alguns instrumentos, cuja causa estão sendo analisadas pela equipe de desenvolvimento. Também algumas pequenas instabilidades verificadas com o sistema de software foram detectadas e estão sendo resolvidas. Como em qualquer projeto de P&D, este não foge à regra de passar pela fase de ajuste experimental, adequando-se as condições de desenvolvimento em laboratório para as condições encontradas no sistema real.

Uma avaliação preliminar da utilização do sistema têm mostrado que o mesmo é muito promissor para subsidiar a operação das redes de distribuição, no sentido de fornecer informações preciosas sobre a operação do sistema elétrico, e permitir a avaliação da qualidade da energia fornecida aos seus consumidores.

Com a utilização deste sistema de monitoramento, as interrupções de energia serão imediatamente reportadas ao COD, e as equipes de manutenção poderão ser encaminhadas ao local do defeito para a restauração do serviço, em tempo mais ágil.

Os registros dos valores RMS das fases dos secundários dos transformadores de forma contínua ao longo do ciclo de carga dos alimentadores, permitirá a detecção de situações de tensões críticas e precárias, com os respectivos horários de ocorrência, facilitando assim o encaminhamento das medidas mitigadoras para a solução desses problemas.

Espera-se com a operação assistida deste projeto piloto obter-se em curto espaço de tempo um sistema de monitoramento robusto, com relação ao software e ao hardware, e que novos desenvolvimentos possam ser implementados visando aumentar os recursos de monitoramento disponíveis para os usuários.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Desenvolvimento de protótipo de um instrumento para monitoramento da qualidade de energia de uma concessionária de distribuição de energia elétrica". In I CITNEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília – DF, 2001.

[2] U. H. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S., E. M. Amazonas, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Instrumento para monitoramento da qualidade da energia em rede de distribuição elétrica". In IV SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre – RS, 2001.

[3] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Power quality monitoring instgrument for energy distribution feeder". In 11th IMEKO TC – 4 Symposium – Trends in Electrical Measurement and Instrumentation, Lisboa – PT, 2001.

[4] U. H. Bezera, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Integrating a power quality monitoring system in a distribution control center". In IEEE Porto Power Tech, Porto – PT, 2001.

[5] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Sistema para o monitoramento da qualidade de energia elétrica de um conjunto de consumidores em baixa tensão". In CITNEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília – DF, 2001.

[6] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução no. 24 de 27 de Janeiro de 2000, Brasília-DF, 2000.

[7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução 505 de 26 de Novembro de 2001, Brasília-DF, 2001.

[8] Borland, *C++ Builder 5 for Windows 2000/98/95/NT: Developer´s Guide.* New York, 2000

Sistema Especialista com Funções Gráficas de Controle e Supervisão das Condições de Energização da Rede Urbana de Média Tensão a Partir de Monitoração na Baixa Tensão

M. Klimkowski, V. C. Zambenedetti, C. J. Suckow - LACTEC; P. C. Pranskevicius, N. Soares - Eletropaulo

RESUMO

O projeto desenvolveu programa com funções gráficas e algoritmos baseados em um sistema especialista, aplicáveis à topologia elétrica de rede de distribuição elétrica urbana, visando a detecção automática de trechos interrompidos na rede de Média Tensão através de análise de dados recebidos de equipamentos de monitoração de interrupções em consumidores na rede de Baixa Tensão. Identifica, de maneira rápida e visual, transformadores e trechos de alta tensão desligados, principalmente aqueles protegidos por chaves fusíveis que não são possíveis de detectar via Subestação. O programa gráfico associado monta e apresenta unifilares da arvore de blocos dos alimentadores cujas simbologias atualizadas pelas informações recebidas em tempo real traduz visualmente a posição de ocorrências de interrupção dos trechos e transformadores monitorados. Facilidades adicionadas permitem acesso aos dados e mapas de localização de transformadores e chaves, auxiliando o encarregado dos serviços de restauração de energia a orientar o deslocamento das viaturas de atendimento com presteza e rapidez.

PALAVRAS-CHAVE

Controle gráfico de continuidade, controle de ocorrências na alta tensão, restauração do serviço, redução do tempo de restauração do serviço, melhoria do DEC.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de automação de redes primária de distribuição, atualmente utilizados, são restritos a supervisão de pontos telecontrolados apenas nas chaves de manobras dos circuitos troncos de alimentadores urbanos, em média 3 a 4 pontos por circuito. Somente interrupções cujo defeito foi na linha troncal, com desligamento de todo o alimentador, são cobertos por estes sistemas convencionais. O maior numero de defeitos na rede de alta tensão, no entanto, ocorrem em ramais ou subramais. Também a maior parcela de consumidores de um alimentador urbano estão localizados nos ramais e subramais, protegidos por chaves fusíveis, encontrando-se nestes trechos muitos consumidores que requerem uma melhor qualidade de energia.

O uso de monitores de interrupções em consumidores, on-line com o COD, já é uma tecnologia consolidada [3] com expansão de seu uso pelas empresas em alguns locais do país, não sendo esta uma realidade para a área piloto escolhida.

Este projeto contemplou a pesquisa de um método de monitoração da média tensão (13.8KV) através da baixa tensão (120V/220V) utilizando um sistema de supervisão de interrupções, com o correto posicionamento dos monitoradores no alimentador. Contemplou também a visualização em uma tela gráfica destas informações, o que implicou na definição de um banco de dados que contivesse o cadastro simplificado da rede de distribuição e dos monitoradores. Os dados cadastrais das redes de distribuição envolvidas foram fornecidos pela empresa.

II. DESENVOLVIMENTO

O projeto compreende um sistema de cadastro dos monitores de interrupção instalados em consumidores de baixa tensão, associados ao seu numero de telefone, endereço e numero do transformador ao qual o circuito de baixa tensão que alimenta o consumidor pertence. Dessa forma é criado um link entre os dados geográficos do monitor e a topologia elétrica da rede de distribuição. Através do transformador é identificada a seqüência chave de bloco, nome do alimentador e subestação ao qual o monitor / consumidor pertence topologicamente. Facilidades opcionais de associação cadastrais, complementares para cada monitor, são disponibilizadas como o nome da cidade, bairro e conjunto Aneel aos quais ele pertence, para facilitar utilizar o histórico e índices associados aos registros arquivados de ocorrências monitoradas, dentro destas opções. A seguir abordaremos três aspectos importantes do sistema: instalação dos monitores (ou monitoradores) de continuidade, o algoritmo especialista e as telas gráficas do programa

A. Monitores de interrupção e central de recepção

Os monitores de interrupção são similares aos utilizados no sistema Argos, da Aneel, porém de uso exclusivo do sistema da concessionária. São instalados na rede de baixa tensão do transformador ou no ramal de entrada do consumidor antes de sua chave geral da instalação interna. É conectado também à linha telefônica do consumidor mediante acordo entre as partes, usando número de telefone com a central de recepção tarifado no destino, e quando ocorrer interrupção de energia neste ponto ou restauração da mesma, o monitor gera uma chamada para a central de supervisão do sistema, repassando a

informação. Os monitoradores de continuidade são do mesmo tipo utilizado em outros projetos do Lactec [3], a central de recepção constitui de dois computadores tipo PC, em rede, cada um com uma placa Unidade de Resposta Audível (URA) marca Dialogic com 4 (quatro) canais telefônicos. A URA recebe a ligação, identifica o telefone chamador (bina) e fornece as informações de queda ou retorno, bem como o horário da ligação e o número chamador. Estes dados são armazenados no banco de dados do sistema. Ligada à Unidade de Resposta Audível (URA), o programa de monitoração recebe as ligações, identifica o telefone chamador (bina), compara com o cadastro de monitoradores e caso seja um numero válido envia o tom de reconhecimento [3] e envia uma mensagem para o servidor de banco de dados, informando do evento recebido bem como o horário (estampa de tempo).

B. Tarefa algoritmo de decisão

A referência de monitoração está centrada no transformador e o bloco de alta tensão ao qual ele pertence. O sistema trabalha com o cadastro da arvore de blocos dos alimentadores, sendo que cada bloco é definido como tendo inicio na chave de proteção que o desliga. Este conceito de uso corrente na operação das empresas e utilizado no controle dos segmentos de um alimentador. Podemos entender como bloco todo o circuito ou ramais e seus respectivos consumidores, que ficam desligados quando uma determinada chave é aberta. Basicamente, o monitor pode estar ligado diretamente à rede secundaria de um transformador de distribuição ou no final de um ramal de serviço de um consumidor. No primeiro caso, se houver uma queda, considera-se que o monitor está reportando uma falha do transformador. No segundo caso, considera-se que o monitor está reportando uma falha apenas no consumidor. Costuma-se utilizar esta instalação em consumidores especiais, entre aqueles definidos na legislação ou pela empresa, nos quais, um defeito no fim do seu ramal de serviço atinge unicamente o consumidor. Esta diferenciação é feita no cadastramento do monitor dentro do sistema que o trata diferentemente conforme será mostrado adiante. Para a identificação de falta de energia em trechos de alta tensão, o algoritmo se baseia na ocorrência de informação de interrupção ao mesmo tempo de dois ou mais monitores existentes em transformadores distintos mas ligados na alta tensão de um mesmo trecho entre uma chave de proteção inicial de um bloco e as chaves ou fim de trecho seguintes.

Uma variável importante desta Tarefa é a diferença de tempo entre as ligações de dois monitores diferentes instalados em um mesmo Trecho. Se dois monitores instalados em um mesmo trecho fazem uma ligação (reportam um evento) de queda de energia dentro daquele intervalo de tempo programado, considera-se que as ligações foram simultâneas. Caso contrário serão tratadas como ligações individuais. Esta variável foi inserida para compensar possíveis diferenças de tempo que podem ocorrer em ligações telefônicas, função do numero de linhas disponíveis aos monitores ou fluxo local da telefônica. Esta diferença de tempo tem um valor default, porém com acesso ao usuário para ajustar melhor este valor para as características de sua área.

O Algoritmo considera também três níveis de ocorrência: as de consumidor especial, onde apenas o ramal de um consumidor ficou sem energia (Rs - ramal de serviço); as de transformador (Rd - rede), onde o transformador e a rede secundária estão sem energia (monitor ligado à rede, podendo ter mais de um monitor no mesmo transformador) e as de trecho sem energia, quando dois monitores ou mais monitores de transformadores distintos mas pertencentes a um trecho comum, desligam ao mesmo tempo.

Um evento de queda de energia informada por um monitor sempre entra como falta de energia no monitor (nível básico) e pode passar a outra categoria (transformador e trecho) da ocorrência que está envolvido, se existem mais monitores no trecho que reportam queda e/ou dependendo da temporização do evento de acordo com a variável diferença de tempo descrita acima.

C. Tarefa básica do algoritmo especialista

Esta Tarefa recebe uma indicação do servidor de banco de dados da chegada de um evento e verifica se é uma indicação de queda. Caso seja, verifica como o monitor está instalado, se é rede ou consumidor especial.. No segundo caso, registra como "monitor desligado", indicando que apenas o consumidor ficou sem energia, e não o transformador ou a rede. No primeiro caso, verifica se existem outros monitores instalados no mesmo transformador ou no mesmo trecho e que efetuaram uma ligação e a sua relação de tempo de desligamento para decidir se é transformador ou trecho desligado.

D. Tarefa de controle dos eventos - tela texto

É uma tela de exteriorização dos eventos em andamento, com o formato da figura 1. Esta tela está dividida em três setores. No segmento superior são listados os monitores que estão desligados sendo que os consumidores cadastrados com código de consumidor especial permanecem neste setor até a restauração de energia. Os demais, após o tempo de verificação, serão associados a transformador desligado ou trecho desligado através do algoritmo, são repassados para a área média da planilha que lista os transformadores desligados ou para a área inferior que lista os trechos desligados.Também são apresentados dados operacionais de cada evento, para auxiliar na escolha da priorização do atendimento de restauração. Até esta etapa, qualquer ponto da rede de distribuição pode ser monitorado e controlado.

FIGURA 1

E. Cadastro da árvore de alimentadores

Esta Tarefa para cadastra os dados da topologia elétrica do alimentador e subestação a que pertence. Cada alimentador está tabelado com os dados das chaves e transformadores, de forma hierárquica. Na figura 2 temos um exemplo de um trecho do alimentador SE Alvarenga 102, da região do município de Diadema - SP.

nivel	tipo	estado	tipo ch	ch num	ch ant	prop	trafo	n consum	potencia
1	chave	F	DJ	24					
2	chave	F	CH	33682	24				
2	posto			33682	24	1	035ET059588	125	125
2	posto			33682	24	1	035IP026049	0	10
3	chave	A	CH	18691	33682				
3	chave	F	CH	33683	33682				
3	posto			33683	33682	1	035ET052682	137	200

FIGURA 2

A primeira coluna mostra o nível hierárquico dos blocos, onde cada bloco é sempre definido por uma chave. Na seqüência aparecem o tipo de equipamento (chave, posto), o estado da chave (aberta, fechada), o tipo de chave (chave de manobra (CH) ou de proteção tipo Disjuntor (DJ) ou Base fusível (BF), o numero da chave (bloco) ao qual o equipamento está associado, a chave anterior à qual este bloco está associado, a propriedade do posto (se particular ou da concessionária), o numero do posto, o numero de consumidores e finalmente a potencia deste posto. Estes dados podem ser inseridos manualmente ou serem lidos diretamente de arquivos montados na Concessionária desde que sejam disponibilizados por alimentador na formatação especificada para esta finalidade. Mais dados podem ser inseridos para melhor aproveitar os recursos do sistema, como coordenadas geográficas dos equipamentos, (monitores, chaves, transformadores). No entanto, um dos pontos fundamentais deste cadastro é permitir a montagem de um unifilar gráfico de alimentadores em blocos de carga, formato árvore, elemento básico para a montagem das gráficas de operação do sistema.

F. Tarefa visualização de eventos

Apresenta estas informações em quatro tipos básicos de telas denominadas telas gráficas, cada uma associada a uma tela correspondente denominada tela texto. Cada tela texto chamada em qualquer uma das telas gráficas contém a forma mostrada no item D, porém filtra somente as informações no nível da tela chamadora.

G. Tela municípios x subestações

O primeiro tipo de tela apresenta uma relação das Subestações vinculadas aos municípios a que pertencem (figura 3).

FIGURA 3

Sempre que pelo menos um monitorador de interrupções sinalize para a Central, nesta tela a célula da subestação mudará de cor sinalizando que existem ocorrências em andamento em monitor da sua rede. Serve para escolher qual área é prioritária da atenção do operador quando há sinalização simultânea em mais de uma célula. Para navegar desta tela texto para a tela texto da subestação basta um clique de mouse sobre a célula da subestação selecionada.

H. Tela subestações x alimentadores

O segundo tipo de tela apresenta a relação dos alimentadores da subestação selecionada na primeira tela, com função de verificar em qual ou quais alimentadores existem ocorrências de monitores sinalizados (figura 4). Além de orientar em quais alimentadores existem ocorrências, também auxilia a decisão de qual deve ser priorizado para o atendimento.

FIGURA 4

Para esta decisão são fornecidos dados por alimentador de quantos monitores estão acionados, e a quantidade de consumidores normais e especiais estão associados a estes monitores. Selecionando um alimentador sinalizado e clicando sobre a linha do mesmo, o programa passa para a tela gráfica, montando um circuito unifilar da arvore de blocos deste alimentador .

I. Tela unifilar de alimentador

O terceiro tipo de tela é uma representação gráfica da arvore de blocos do alimentador, mostrando sua topologia elétrica seqüencial e a existência de monitoradores por trechos de alta tensão (figura 5). Este unifilar somente é apresentado quando os dados cadastrais da árvore de blocos e dados associados foram cadastrados no programa. Caso monitores sejam instalados em alimentadores que não possuam o cadastro da arvore no programa, a supervisão ocorrerá normalmente, mas os dados das ocorrências somente serão acessáveis via telas tipo texto, descrita no item D.

O unifilar fornece uma idéia espacial visual do alimentador e da dependência dos blocos entre eles. Automaticamente, sempre que um monitor de interrupções é instalado e cadastrado no programa, ele gera um circulo debaixo do símbolo de trecho após a chave. Este circulo é o canal de sinalização de todos os monitores de um trecho após uma chave até as chaves seguintes ou fim de trecho. Sem ocorrências no trecho sua cor é branca. Quando for recebido uma ou mais sinalizações de monitores de um

trecho entre chaves, o algoritmo especialista analisa cada sinalização quanto à origem (ponto de instalação), tipo de instalação (rede ou consumidor especial), horário do recebimento da sinalização por monitor e se são de trechos coincidentes ou diferentes.

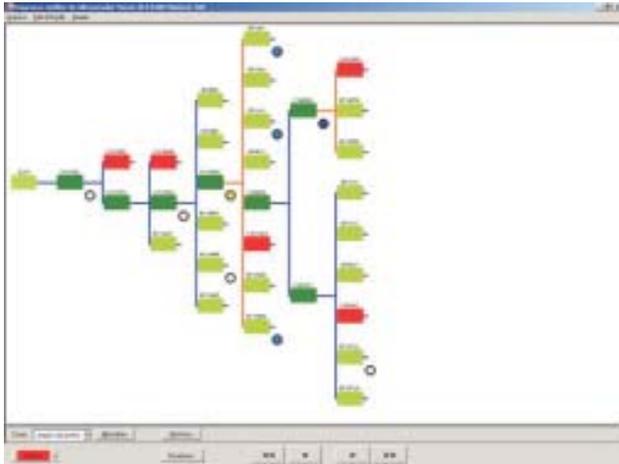



FIGURA 5

Em função da análise, que é realizada continuamente a cada nova entrada de sinalização, o programa gera uma atualização dos símbolos gráficos, conforme segue :

Apenas um monitor instalado em um consumidor importante e cadastrado como consumidor especial (conexão tipo Rs), o circulo fica na cor amarela e permanece na lista da tela texto no grupo de monitores desligados. Este monitor não é usado pelo algoritmo de coincidências.

Apenas um monitor instalado em um consumidor com conexão direta na rede secundária, cadastrado como conexão tipo Rd, o circulo fica na cor amarela e permanece na lista da tela texto no grupo de monitores desligados até o tempo de intervalo programado (Tempo máximo de espera, função programável pelo usuário) para verificar se ocorre uma segunda sinalização do mesmo trecho que será considerada coincidente e indica com grande probabilidade de que a ocorrência de defeito é na rede de alta tensão e esta está inoperante, atingindo também os transformadores não monitorados do trecho e não somente nos transformadores dos monitores. Caso não ocorra uma segunda sinalização do trecho dentro do tempo de espera, o circulo muda para a cor azul. Se ocorrerem novas sinalizações do trecho em tempos superiores ao de espera, e não considerados coincidentes, o circulo continua na cor azul. Um clique de mouse sobre o circulo azul abre uma janela com a relação dos monitores sinalizados no trecho. Com clique do mouse sobre a linha de um monitor desta janela, abre-se um mapa da região mostrando o ponto de instalação deste monitor. Função idêntica ocorre se realizar o clique do mouse sobre a célula do numero do transformador na linha do monitor, abrindo a janela de dados do transformador e mapa de sua localização. Esta função auxilia o despacho do veiculo mais rapidamente, mesmo que o motorista do carro de atendimento da ocorrência não conheça bem região. Ele é guiado pelo operador da central de despacho.Esta função de dados e mapas também é aplicável para o símbolo da chave.

Caso ocorra uma segunda sinalização de outro monitor do mesmo trecho, dentro de um tempo menor ou igual ao tempo máximo de espera, o algoritmo interpreta como sinalização de falta de energia no trecho de alta tensão após a chave do trecho e além do circulo mudar para a cor azul, também a cor do traço após a chave até a(s) chave(s) seguinte(s) ou fim de trecho sem chave seguinte, tem a sua cor mudada para uma cor que representa trecho desligado.

A restauração de energia faz com que os monitores voltem a sinalizar esta condição. No caso de círculos sinalizados na cor amarela ou azul, somente voltam a condição branca quando houver o retorno do ultimo monitor do trecho. Para o caso de trecho de alta tensão sinalizada como desligada, o retorno do primeiro monitor do trecho restaura a sua cor original. Significa que a energia elétrica do trecho retornou, mas não necessariamente que inexistem consumidores ou transformadores monitorados ainda desligados. O controle de retorno destes continua indicado pela cor dos círculos.

J. Função de zoom

O quarto tipo de tela é aquele com função de Zoom. Serve para quando o alimentador é muito extenso, e seu enquadramento na tela reduz muito o tamanho dos símbolos para sua visibilidade. Clicando-se sobre o símbolo de uma chave, o programa redimensiona a tela toda apenas para o circuito após esta chave.

III. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para testar as funções do programa foi desenvolvido um programa simulador de chamadas telefônicas simulando o efeito real de chamadas telefônicas para a URA. Com o programa contendo o cadastro dos alimentadores da área piloto e o cadastro dos monitores instalados nestes alimentadores, foram testadas a funcionalidade e precisão dos algoritmos do sistema que recebeu na Eletropaulo a sigla BTV. A área piloto de instalação deste projeto foi em Diadema, com central de operações na Wire Imigrantes da Eletropaulo.

IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] DIAPER D., Knowledge Elicitation - principles, techniques and applications. John Wiley&Sons (Ellis Horwood Limited), 1989

[2] GRUPPELLI JR F. A., STEINER M. T. A., YUAN J. Y., CARNIERI C., VOLPI N. M. P., WILHELM V. E., MUSSI N. H., ANTONIO C. F., MIQUELES E., ANDRETTA Fo E. L., KALINOWSKI E. M., ALVES A. C., GULIN C., ZAMBENEDETTI V. C., KLIMKOWSKI M, The distribution system service restoration: an exact method and a heuristic search method, IV ALIO/Euro workshop on Applied Combinatorial Optimization, pp 51-52, Pucón-Chile, 2002

[3] LIPPMANN JR L., SIMÕES J O., REICHEL A G, ZAMBENEDETTI V. C., "Electric Power Monitoring Device" - III IMACS International Multiconference On Computer And Systems (IEEE), Progress in Simulation, Modeling, analysis and Synthesis of Modern Electrical and Electronic Devices and System Volume pp 142-145, Athens, Greece, July 1999.

[4] TANURE, J. E.; HASSIN, E. S.; SILVA FILHO, A. Indicadores de qualidade de energia elétrica - Aspectos contratuais e de proteção ao consumidor. In: III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., p. 237-243, Brasília Brasil, 1999..

[5] ZAMBENEDETTI V. C., KLIMKOWSKI M., FRISCH A C., "Sistema de Localização de Faltas em Redes de Distribuição Utilizando um Sensor de Baixo Custo", Anais do III CONLADIS Congresso Latino-Americano de Distribuição de Energia Elétrica, USP - São Paulo, Brasil, setembro 1998.

[6] ZAMBENEDETTI V. C., KLIMKOWSKI M, GARCIA K. S., PAULISTA J., SCHMITZ M. A., Projeto de desenvolvimento de sistema de software inteligente dedicado para o controle de interrupções em localidades menores e consumidores de áreas urbanas isoladas; Programa P&D ANEEL, relatório final, 2000.

Utilização de Dados de Descargas Atmosféricas no Sistema Elétrico da Bandeirante Energia S.A.

Osmar Pinto Jr., Kleber P. Naccarato, Miguel Adrian, e Iara R.C.A. Pinto - INPE; Vitor L.G. Gardiman, Carlos A. S. Martins, Luciano G. Mendes - Bandeirante Energia S.A.

RESUMO

Este documento apresenta um resumo das atividades desenvolvidas pela Bandeirante dentro do projeto de P&D "Utilização de dados de descargas atmosféricas para o desenvolvimento, otimização, operação e manutenção do sistema elétrico da Bandeirante Energia S.A." para obter informações confiáveis sobre a atividade de descargas elétricas e avaliar seu impacto sobre o sistema elétrico em sua área de concessão. O projeto é realizado em parceria com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A partir da análise dos resultados deste projeto, espera-se obter uma melhor qualidade de energia elétrica para os consumidores, bem como reduzir os custos de capital e operação.

PALAVRAS-CHAVE

Descargas Elétricas, Qualidade de Energia, Eficiência Energética, Sistema Elétrico.

I. INTRODUÇÃO

Efeitos prejudiciais das descargas elétricas sobre o sistema elétrico são conhecidos a várias décadas. Em grande parte do Brasil, informações sobre descargas atmosféricas eram até pouco tempo restritas a mapas isoceráunicos [1], mapas estes largamente utilizados pelas companhias do setor elétrico. Recentemente o Grupo de Eletricidade Atmosférica (ELAT) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do uso de dados de satélite obteve o primeiro mapa de densidade de descargas em nosso país (figura 1).

FIGURA 1. Densidade de descargas no Brasil.

Este documento descreve o esforço da Bandeirante em parceria com o INPE em desenvolver um projeto P&D para minimizar os prejuízos das descargas atmosféricas ao seu sistema elétrico, obtendo com isto uma melhor qualidade de energia para seus clientes e uma redução de custos de capital e operação. O projeto teve início no final de 2002, estando em sua fase inicial. Sua duração esta prevista para três anos.

II. OBJETIVOS E ETAPAS DO PROJETO P&D

Os objetivos deste projeto são:

- Gerar informações precisas sobre a incidência e características (intensidade, polaridade e multiplicidade) dos raios na região de concessão da empresa através de mapas com alta resolução. Estes mapas viriam a substituir as informações existentes sobre descargas baseadas no índice ceráunico, que alem de incompletas apresentam erros superiores a 400%. Tais informações permitirão:
- Subsidiar programas de implementação de tecnologias (pára-raios) mais efetivas de proteção em linhas de distribuição e transmissão melhorando a qualidade do sistema elétrico e facilitando seu planejamento;
- Subsidiar a implementação de modelos para estudar o desempenho do sistema elétrico face a descargas atmosféricas.
- Subsidiar estudos comparativos com banco de dados de transformadores queimados e outros bancos de dados geo-referenciados determinando relação de causa com as descargas atmosféricas.
- Subsidiar programas de gestão de pesquisa e desenvolvimento.
- Subsidiar avaliação de novas tecnologias de aterramento.
- Permitir o monitoramento em tempo real da incidência de raios na região para direcionar diversas atividades operacionais de manutenção, melhorando e facilitando sua atuação, bem como dar subsídios a questões de seguro frente aos consumidores.
- Permitir analises de eventos tais como: correlacionar desligamentos do sistema elétrico, queima de transformadores e outros parâmetros com a ocorrência de descargas

O. Pinto Jr. trabalha no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (e-mail: osmar@dge.inpe.br).

Vitor L.G. Gardimam trabalha na Bandeirante Energia S.A. (e-mail: vlgg@bandeirante.com.br).

elétricas para permitir tomadas de decisões referentes ao desenvolvimento e aperfeiçoamento do sistema elétrico.
- Gerar um banco de dados de descarga georeferenciado, de modo a permitir a visualização dos dados e de mapas temáticos dentro do sistema georeferenciado da empresa.

As três etapas previstas são:
- Desenvolvimento de Ferramentas de Análise

Nesta primeira etapa, estão previstos o desenvolvimento de ferramentas de análise de informações para dados em tempo real e sobre a forma histórica. A figura 2 mostra um exemplo do ambiente de software que esta sendo desenvolvido. Todos os softwares trabalham em plataformas georeferenciadas.

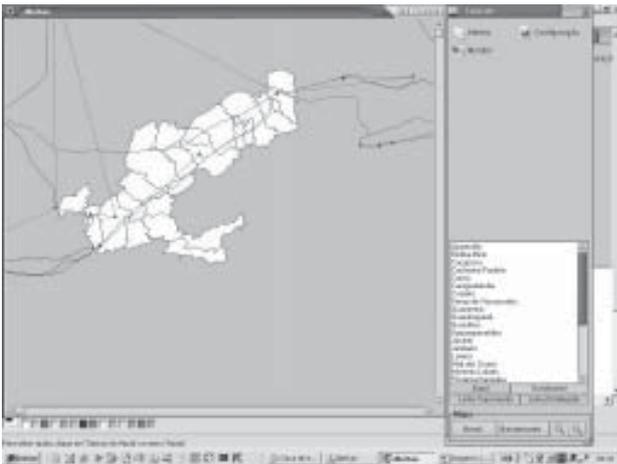



FIGURA 2. Software para análise de dados de descargas.

- **Desenvolvimento de Estudos**

A partir das ferramenta desenvolvidas na primeira fase, serão desenvolvidos estudos de modo a quantificar o impacto das descargas sobre o sistema elétrico da Bandeirante. As figuras 3, 4 e 5 mostram exemplos de mapas que serão gerados para diferentes parâmetros das descargas e que serão utilizados como base para os estudos.

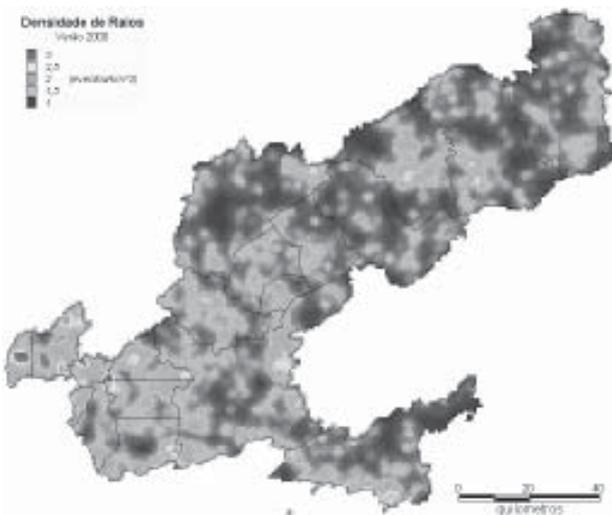



FIGURA 3. Mapa de densidade de descargas na área de concessão da empresa para o verão de 2000.

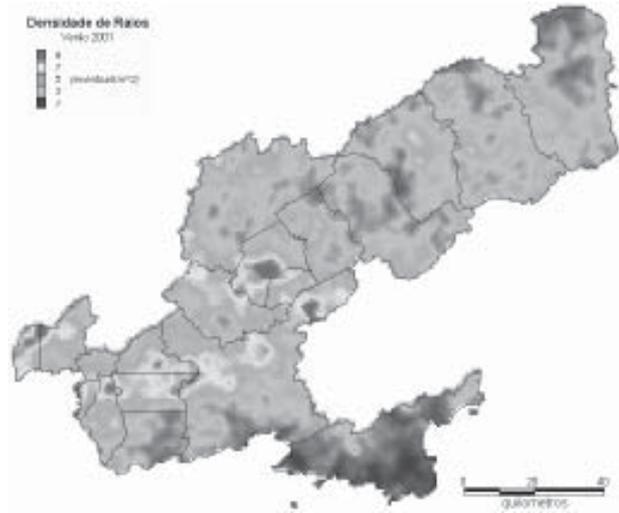



FIGURA 4. Mapa de densidade de descargas na área de concessão da empresa para o verão de 2001.

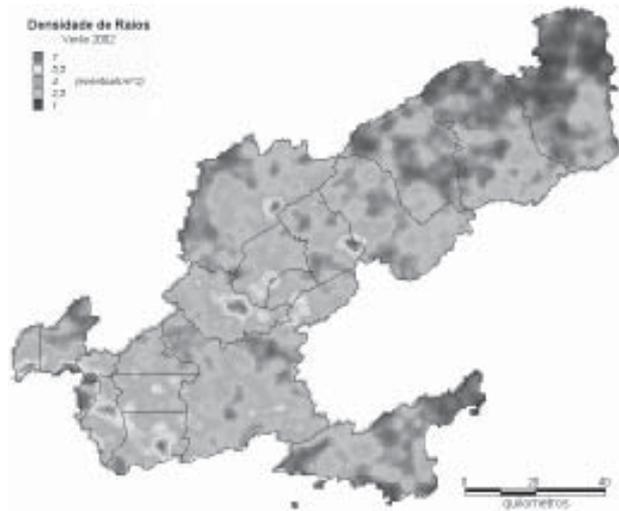



FIGURA 5. Mapa de densidade de descargas na área de concessão da empresa para o verão de 2002.

A figura 6 mostra um exemplo de análise de dados de descarga em relação ao índice FEC para o mês de janeiro de 2001.

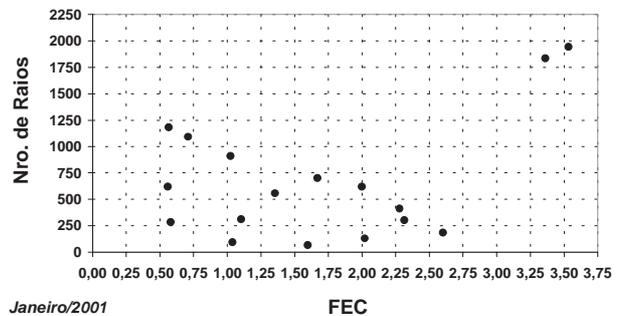



FIGURA 6. Número de descargas em função do índice FEC para janeiro de 2001.

Estes estudos serão feitos a partir de dados fornecidos pela Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas (RIDAT).

- Integração dos Dados de Descargas

Nesta última etapa do projeto esta prevista a integração das informações de descargas no sistema georeferenciado SIT da empresa. Tal integração permitirá uma maior facilidade na integração deste tipo de dados com ourtras informações da empresa, facilitando sua utilização e disseminação, trazendo um maior benefício a empresa.

III. SITUAÇÃO DO PROJETO

Atualmente o projeto esta em sua fase inicial, correspondente a primeira etapa descrita acima. Espera-se já para o próximo verão o início de forma preliminar dos estudos descritos na segunda etapa.

IV. RESULTADOS ESPERADOS

Os principais resultados esperados do projeto são:

1. Mapas de densidade, intensidade e outras características das descargas na área de concessão da Bandeirante.
   Espera-se gerar estes mapas com um banco de dados de 5 anos, de modo a levar em consideração a grande variabilidade anual dos raios. Estes mapas irão substituir os mapas de índice ceráunico atualmente em uso.
2. Acompanhamento em tempo real da atividade de descargas
   Este acompanhamento irá permitir desenvolver programas de otimização de atividade operacionais, como atividades de manutenção.
3. Integração dos dados de descarga na plataforma georeferenciada da empresa.
   Esta integração permitirá a disseminação do uso da informação sobre descargas pelas diferentes áreas da empresa, trazendo maiores benefícios.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] O. Pinto Jr., e I.R.C.A. Pinto, Tempestades e relâmpagos no Brasil, Ed.
INPE, São José dos Campos, 2000, p. 200.